

Секция 8

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРОГРАММНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС АНАЛИЗА ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД НА ОСНОВЕ СЕДИМЕНТАЦИИ ЧАСТИЦ ИЗ СТАРТОВОГО СЛОЯ

Е.В. Алексеев

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гранулометрический состав является основополагающей характеристикой осадочных пород, изучение которого позволяет установить последовательность смены палеогидродинамических уровней среды седиментации в пространстве, провести правильную интерпретацию геофизических исследований, оценить емкостные и гидродинамические свойства коллекторов углеводородов, идентифицировать их по типу залежи.

В настоящее время для анализа гранулометрического состава в геологии и горных науках используются методы, основанные на различных физических принципах: ситовой рассев, оптическая счетная микроскопия, седиментация из объема в жидкости. Для всех этих методов характерен свой рабочий диапазон измеряемых размеров частиц и свои систематические ошибки измерений. При этом для оценки гранулометрического состава породы в целом во всем диапазоне размеров частиц приходится применять эмпирические зависимости и поправочные коэффициенты. Существенные проблемы в определении характерного размера возникают при анализе обломочных частиц неправильной формы.

Анализ гранулометрического состава в консолидированных образцах осадочных пород (керне) проводится путем измерения поперечников зерен в шлифах под микроскопом. При этом неизвестно, какая доля частиц в шлифе отражает по срезу реальный размер данной частицы (эффект срезания). Для обеспечения достоверности таких анализов необходимо обрабатывать несколько срезов каждого керна, что значительно увеличивает трудоемкость и длительность анализов без существенного увеличения их качества.

Оснащение современных приборов анализа гранулометрического состава лазерной и компьютерной техникой с программным обеспечением анализа изображений и обработки результатов измерений не решает указанные выше проблемы. При этом в России такие приборы выпускаются штучно, а стоимость зарубежных аналогов составляет десятки тысяч евро.

Для существенного совершенствования методик анализа гранулометрического состава осадочных горных пород необходимы методы и средства, обеспечивающие анализ размеров частиц во всем диапазоне для данного образца породы. Кроме того, физические принципы анализа должны коррелировать с физическими основами образования осадочных пород. Этим условиям наиболее полно удовлетворяют методы седиментации частиц.

Поэтому особый интерес в этом направлении представляет создание компьютеризированных программно-измерительных комплексов, обеспечивающих анализ гранулометрического состава горных пород, в том числе консолидированных, на основе единого для всего диапазона измеряемых размеров физического принципа (седиментации), который наиболее соответствует физическим основам образования осадочных пород.

В настоящее время в практике гранулометрии известны и широко используются приборы и методы измерения размеров частиц на основе их седиментации в жидкости. При этом количество частиц каждой фракции определяется косвенным путем, например, по оптической плотности суспензии (фотоседиментометры) либо по изменению во времени концентрации частиц в дисперсионной жидкости (метод седиментации частиц из объема суспензии). При косвенных методах на величину измеряемого параметра, как правило, влияют и другие физические факторы, которые создают систематические ошибки измерения и требуют специальной тарировки с помощью эталонных образцов.

Способ седиментации частиц из так называемого стартового слоя [2] обеспечивает осаждение с одной высоты всех частиц анализируемой пробы порошка. В результате фиксируются все частицы, даже самые крупные, которые при обычных методах седиментационного анализа успевают достигнуть дна кюветы до начала измерений.

По сравнению с седиментацией из объема весовая седиментация из стартового слоя значительно расширяет диапазон измеряемых размеров частиц (0,001–0,5 мм), обеспечивает запись непрерывной кумулятивной функции накопления осадка и, соответственно, непрерывное распределение частиц по размерам без аппроксимации эмпирическими уравнениями.

Настоящий программно-измерительный комплекс SDM 4.0 (рис.) разработан на базе весового седиментометра ВС-4 [3], в котором непосредственно реализован метод весовой седиментации частиц в жидкости под действием гравитационных сил из стартового слоя, обеспечивающий прямое измерение скорости осаждения частиц, в том числе и частиц неправильной формы, и веса накопленного осадка на приемной чашке.

Частицы анализируемой пробы оседают в жидкости с постоянной скоростью, которая, в свою очередь, зависит от размера частицы, плотности ее материала, плотности и вязкости жидкости. В процессе осаждения на приемную чашку частицы непрерывно взвешиваются высокочувствительной системой. Данные измерений запоминаются компьютером во времени.

Компьютер через блок связи анализирует сигнал, пропорциональный количеству осевших частиц в зависимости от времени и в соответствии с физически обоснованными законами сопротивления и методами аппроксимации рассчитывает гранулометрический состав пробы. Расчет размеров частиц ведется не только по закону Стокса, но и по другим, более точным, законам в соответствии со скоростью осаждения частиц.

Чувствительная система прибора, измеряющая количество осевших частиц во времени, работает строго в диапазоне закона Гука, когда микроперемещение чашки приема осадка прямо пропорционально весу осевших частиц.

Расчет процентного содержания фракции каждого размера ведется компьютером относительно общей массы данной пробы. Поэтому не требуется точное взвешивание пробы перед анализом.

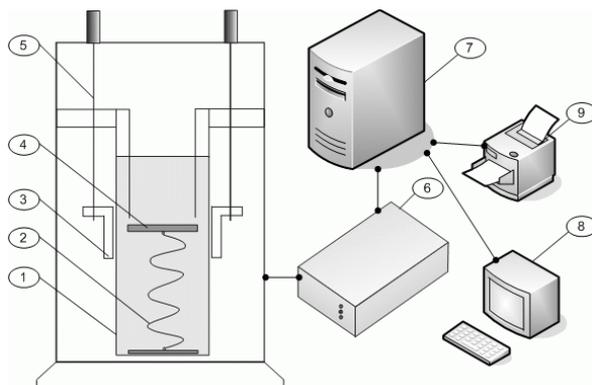


Рис. Принципиальная схема программно-измерительного комплекса

- 1 – осадительный цилиндр, 2 – чувствительная система,
3 – датчик микроперемещений, 4 – чашка сбора осадка,
5 – штанги передвижения датчика относительно чашки,
6 – блок сопряжения седиментометра, 7 – сервер;
8 – дисплей; 9 – принтер

Стыковка прибора с компьютерным оборудованием позволяет использовать современное специально разработанное программное обеспечение, базирующееся на математической модели и физических законах, учитывающих все особенности процесса осаждения частиц в жидкости (нестационарность, неправильная форма частиц, изменяющийся коэффициент сопротивления, диапазон измеряемых размеров частиц, неопределенность первоначального момента оседания и др.), при этом представлять данные анализа в виде стандартных таблиц Excel с внедрением графиков кривых распределения частиц по размерам с последующим выводом результатов на печать. При подключении такого комплекса к локальной сети или сети Internet, имеется возможность доступа к единой базе данных на сервере, что позволяет удаленно просматривать любые результаты исследований.

Программная часть SDM 4.0 представляет собой программный комплекс, который построен из семи соединённых между собой модулей: шесть основных, с которыми в основном работает пользователь и один вспомогательный. Основные модули: настройка прибора, ввод данных, модуль проведения анализа, модуль для проведения дистанционных лабораторных работ и два модуля работы с данными – один для проведения расчетов, другой для работы с базами данных и графиками осадконакопления. Вспомогательным модулем является «Справка» программы, в котором даются подробные сведения о назначении, работе, управлении, возможностях и системных требованиях программы.

Для определения практических возможностей метода седиментации частиц из стартового слоя и оценки технических характеристик проводились всесторонние испытания как седиментометров типа ВС на различных материалах, так и всего комплекса в целом [1].

Таким образом, применение программно-измерительного комплекса SDM 4.0 для анализа гранулометрического состава осадочных пород позволит на одном приборе получать информацию, обычно получаемую сочетанием нескольких методов. При этом значительно сокращается время анализа и, кроме того, вычисляются дополнительные характеристики распределения частиц по размерам, представляющие интерес для практиков и наиболее полно характеризующие рассматриваемую дисперсную систему.

Представляются весьма актуальными дальнейшие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, направленные на совершенствование технических и эксплуатационных характеристик комплекса, реализацию его в промышленности и научно-исследовательских организациях.

Литература

1. Алексеев Е.В., Квеско Н.Г., Росляк А.Т., Ворошилов А.С. Исследование процесса седиментации угольных частиц применительно к анализу гранулометрического состава угольной пыли в шахтах // *Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: Доклады III Всероссийской научной конференции.* – Томск, 2002. – С. 45–47.
2. А.С. № 1226175 СССР МКИЗ G 01 № 15/04. (Способ седиментационного анализа) Квеско Н.Г., Ходаков Г.С., Пачин В.Н., Танков Н.К. Оpubл. 1986, Б.И. № 15.
3. Квеско Н.Г., Росляк А.Т. Весовой седиментометр для автоматизированного измерения гранулометрического состава порошков. // *Диагностика материалов*, 2000. – № 7. – С. 37–40.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ НЕНЬЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ ЗАКАЧКЕ ИХ В ПЛАСТ

Л.Р. Байрамова, А.В. Филин

Научный руководитель доцент В.В. Филин

**Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нефтеюганск, Россия**

Данная задача рассматривалась в [2] при аналитическом исследовании движения вязкой жидкости в горизонтальной скважине. Нами эта задача рассматривается с позиций эффективности закачки полимерных составов и композиций в пласт с целью перераспределения потоков жидкости в нем, выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины и т.п.

На рисунке изображена расчетная схема движения потоков жидкости (эксплуатационная колонна не показана). Принимаем, что перфорационные отверстия эксплуатационной колонны и пропластки с толщинами $h_0, h_n, h_{n-1}, \dots, h_1$ распределены вдоль оси Oz равномерно; все пропластки имеют одинаковую абсолютную проницаемость k .

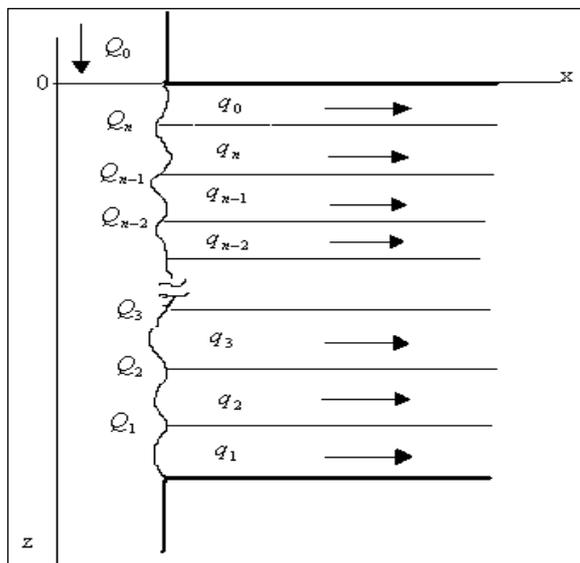


Рис. Схема распределения потоков жидкости из скважины в пласт

Пусть напор в граничном сечении «скважина – пласт» ($z = h_{max}$) известен и равен p_n (h_{max} – общая толщина пласта, сложенного пропластками). Тогда расход жидкости через первый пропласток составит:

$$q_1 = a\sqrt{p_n} \quad (1)$$

Перемещаясь от данного сечения к концу общей толщины пласта можно последовательно записать:

$$q_2 = a\sqrt{p_n + bQ_1^2}, \quad (2)$$

$$q_3 = a\sqrt{p_n + bQ_1^2 + bQ_2^2}, \quad (3)$$

$$q_n = a\sqrt{p_n + bQ_1^2 + bQ_2^2 + \dots + bQ_{n-1}^2}, \quad (4)$$

откуда

$$q_2^2 - q_1^2 = a^2 b Q_1^2,$$

$$q_3^2 - q_2^2 = a^2 b Q_2^2,$$

$$q_n^2 - q_{n-1}^2 = a^2 b Q_{n-1}^2,$$

$$q_0^2 = a^2 p_n,$$

где $Q_1, Q_2, \dots, Q_{n-1}, Q_n$ – доли общего расхода жидкости Q_0 , остающиеся в эксплуатационной колонне после ухода в пропластки расходов $q_1, q_2, \dots, q_{n-1}, q_n, q_0$ (q_0 – количество жидкости, поступающее в первый пропласток в начале скважины).

Из теории гидравлики известно, что распределение потоков по отводящим каналам подчиняется закону:

$$q = q_{max} e^{-\frac{q_{max} \ell}{q_{min}}} \quad (5)$$

Тогда расход в произвольном сечении скважины будет равен:

$$q_i = Q_0 (1 - e^{-\frac{Q_0 z}{q_i}}) \quad (6)$$

Полученное выражение позволяет приблизительно определить расход жидкости в произвольном сечении ствола скважины, т.е. в любой из пропластков, и оценить глубину проникновения в пласт потокоотклоняющих составов (или каких-либо других композиций) в пласт. Таким образом, определяемые в текущий момент времени коэффициенты a и b в формулах (1)–(4) должны интерполироваться во времени с учетом их изменения в процессе эксплуатации залежи (пласта).

Согласно общепринятому положению уменьшение проницаемости вследствие «запирания» (закупоривания) порового пространства клубками молекул полимера или мелкодисперсными частицами должно описываться простой экспоненциальной зависимостью вида:

$$k = k_0 \exp(-\alpha V) \quad (7)$$

где V – безразмерная величина, равная отношению объема закаченной жидкости к объему пор образца (пласта),

k_0 – проницаемость «незагрязненной» пористой среды.

Однако эксперименты [1]–[5] показывают, что это положение справедливо только для хорошо отсортированных гранулярных сред узких фракций, например, для кварцевого песка. Экспериментальные исследования насыщенных сред широких фракций, а также промышленные исследования нагнетательных скважин показывают, что изменение их приемистости отличается от экспоненты. Отмеченные факты могут быть объяснены многомасштабностью размеров поровых каналов. Реальные пористые среды (как и все неупорядоченные природные системы) характеризуются фрактальным распределением пор по размерам. С учетом этого исследования [1]–[5] показали, что асимптотика функции релаксации закупоривания поровых каналов, определяемая по методу Лапласа, приводит к «растянутому» экспоненциальному закону вида

$$k = k_0 \exp(-\alpha V^\beta) \quad (8)$$

Экспериментальная проверка вышеизложенного, проведенная на образцах керна Мамонтовского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз», позволила получить зависимости изменения средней проницаемости пористой среды [1]:

$$k = 0,041 \exp(-0,148V^{0,615}) \quad (9)$$

и средней пористости образцов породы [4]:

$$m = 1 - \frac{Q c 10^{-6}}{\ell [q/q(t) - 1] F \chi_m \exp(-\alpha V^\beta)} \quad (10)$$

В соответствии с теорией Ю.П. Борисова в случаях установившихся плоских фильтрационных течений фактические фильтрационные сопротивления можно разделить на эквивалентные внешние и внутренние. Применительно к нашему случаю распределения потоков по пропласткам от нагнетательной скважины до добывающей можно записать

$$p_{hi} - p_o = \frac{Q_o (1 - e^{-\frac{Q_o z}{q_i}})}{2kh_i} \left(\frac{\mu_{II} \ln \frac{\sigma}{r_H}}{\pi k_{IIi}} + \frac{\mu_{cm} \ell_i}{2\sigma k_{cmi}} + \frac{\mu_{cm} \ln \frac{\sigma}{r_o}}{\pi k_{cmi}} \right), \quad (11)$$

где μ_{II} – динамическая вязкость закачиваемого полимера; k_{IIi} – фазовая проницаемость породы для полимерного состава в i -том пропластке; μ_{cm} – динамическая вязкость смеси воды и нефти (эмульсии); ℓ_i – глубина проникновения полимерного состава в i -тый пропласток; k_{cmi} – фазовая проницаемость для водонефтяной смеси в i -том пропластке; r_H , r_o – радиусы нагнетательной и добывающей скважин соответственно; σ – половина расстояния между скважинами; k – абсолютная проницаемость породы.

Из анализа формулы (11) следует, что:

1) глубина проникновения полимерного состава в пропластки зависит от количества поступающих в них полимерного состава, которое обусловлено собственным гидравлическим сопротивлением пропластка и его расположением от начала интервала перфорации;

2) количество поступающего в пласт полимерного состава, глубина его проникновения и давление нагнетания зависит от изменений проницаемости горной породы, обусловленной «запиранием» пор клубками молекул и дисперсными частицами (например, при закачке в пласт полимердисперсных составов). Эти изменения могут быть описаны формулой вида (11);

3) если закачиваемый состав имеет изменяющуюся во времени вязкость μ_{II} , то перечисленные в предыдущем пункте показатели будут зависеть и от скорости структурообразования этого состава.

4) проникновение полимерного состава в пористую среду происходит в следующем порядке: состав проникает во все поры одновременно, но в поры наибольшего размера попадает его наибольшее количество; в момент, когда гидравлические сопротивления этой группы поровых каналов сравниваются с гидравлическими сопротивлениями другой группы каналов в обе эти группы начинает поступать одинаковое количество полимерного состава и т.д.; если в эти моменты времени происходят разрушения клубков молекул состава и проникновение «обломков» вглубь поровых каналов под действием давления нагнетания P_H , то это отмечается скачками P_H , которые также будут фрактальными.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравномерность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.
2. Монахов В.В. Исследования движения жидкости в горизонтальном участке скважины // Труды 4-ой Всероссийской конференции молодых ученых и студентов. – М.: РГУ нефти и газа, 2003. – С. 10–18.
3. Солдатов А.Ф., Филин В.В., Штучный С.С. Оценка влияния кислотных обработок скважин на эффективность применения новых технологий повышения нефтеизвлечения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды 8-го Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 2004. – С. 509–510.
4. Филин В.В., Кувшинов В.А., Алтунина Л.К. Краткий анализ лабораторных исследований и результатов промышленного применения новых технологий нефтеизвлечения // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – Самара, 2002. – № 11. – С. 24–28.
5. Швецов И.А. и др. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара: Российское представительство «ОТО Продакшн Ld», 2000. – 336 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ РАБОТ ПО АВТОРСКОМУ НАДЗОРУ

П.В. Бродский, Н.А. Жидкова, И.А. Казанцева¹

Научные руководители профессор М.Б. Букаты, доцент А.А. Захарова, профессор

В.З. Ямпольский²

¹ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

²Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность проблемы

Динамичное и широкое внедрение высокоэффективных, современных технологий и технических средств повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации притоков, существенно повышающих коэффициент

нефтеизвлечения и способствующих рациональной разработке месторождений, привело к парадоксальной ситуации, когда положение на месторождениях меняется значительно быстрее по сравнению с его отслеживанием в проектных документах.

С учетом выше приведенных особенностей современного состояния дел возросла роль прикладных научно-технических разработок, позволяющих оперативно проводить анализ изменения ситуации как в ходе процесса разработки месторождений, так и в условиях массового применения новых методов ПНП. Эти разработки на сегодняшний день энергично развиваются за счет революционных преобразований в геологии, геофизике, бурении, моделировании и технологиях разработки.

Как известно, практически все нефтяные месторождения на территории нашей страны разрабатываются с применением заводнения продуктивных пластов, и одним из самых эффективных, и экономически выгодных методов по увеличению нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, является оптимизация систем поддержания пластового давления (СППД).

Одним из инструментов повышения эффективности СППД является проведение своевременного и квалифицированного авторского надзора за выполнением технологических схем и проектов разработки и составление на основе его результатов мероприятий по обеспечению проектной добычи нефти.

В ходе выполнения работ по авторскому надзору для создания эффективных мероприятий применяется компьютерное моделирование. На постоянно действующей гидродинамической модели (ПДГДМ) воспроизводятся условия и процесс разработки месторождения (объемы добычи, закачки, обводненности и т.д.). Соответственно, чем успешнее проходит процесс создания ПДГДМ, тем эффективнее оказываются мероприятия, созданные с ее использованием.

В ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК в целях решения главной задачи авторского надзора – повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на всех стадиях их освоения и оптимизации добычи жидкости и закачки воды – разрабатывается и проходит апробацию прикладная программа «Технология оптимизации заводнения на основе количественного анализа системы заводнения с использованием метода линий тока».

Данная технология позволяет создать гидродинамическую модель, адекватную реальным условиям разработки, и выдать на основе данной модели рекомендации и предложения. Технология состоит из следующих этапов.

Расчет коэффициентов взаимодействия

Взаимосвязи нагнетательных и нефтяных скважин по потокам флюидов могут быть количественно описаны коэффициентами взаимовлияния скважин.

Для добывающей скважины, связанной с несколькими нагнетательными, коэффициент WAF указывают долю от потока к этой скважине от каждой из гидродинамически связанных нагнетательных скважин. Аналогично для нагнетательной скважины, поддерживающей нагнетанием несколько добывающих скважин, WAF указывает долю потока от этой скважины к каждой из добывающих скважин.

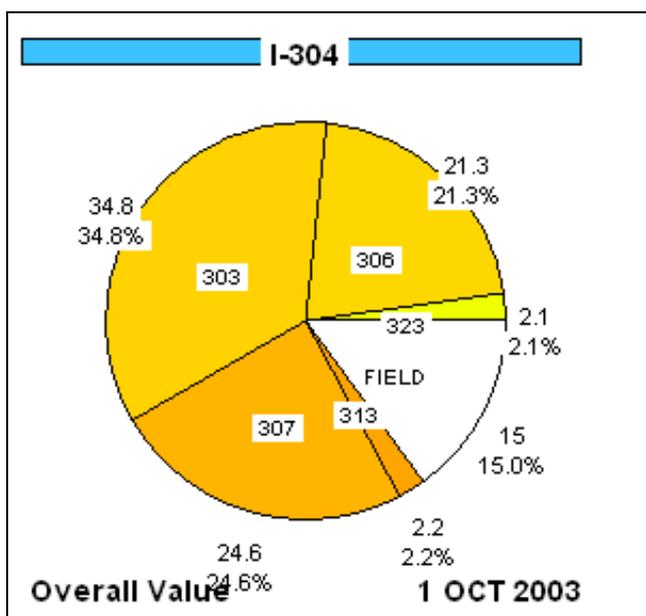
Анализ эффективности нагнетательных и добывающих скважин, оценка сбалансированности системы заводнения

Подробно о методике анализа эффективности нагнетательных и добывающих скважин, расчете коэффициентов взаимовлияния и оценке сбалансированности системы разработки можно узнать в [1]–[4].

Сопоставление модели линий тока и промысловых данных

Путем сопоставления и анализа данных, полученных при помощи моделирования, и промысловых данных (карт текущего состояния разработки, суммарных отборов, данных по объемам закачки, обводненности, трассерных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований и т.п.) можно определить качество адаптации модели.

Достаточно часто результаты модели линий тока отличаются от производственных значений и по количеству добывающих скважин, имеющих гидродинамическую связь с нагнетательными скважинами, и по объему долей приходящих на каждую из добывающих скважин от нагнетательной, и по количеству жидкости, уходящей в пласт и за контур.



Сопоставляя данные, полученные путем исследований, и данные, полученные путем расчета на модели линий тока, можно говорить о качестве адаптации модели. Результаты расчета модели для нагнетательной скважины 304 представлены на рисунке 1, а результаты трассерных исследований на рисунке 2.

Как видно из рисунков, результаты модели значительно отличаются от результатов исследований и в количестве скважин, имеющих гидродинамическую связь с нагнетательной скважиной 304, и в объеме долей, приходящихся на каждую из добывающих скважин.

Исходя из разности в направлениях и интенсивности потоков от нагнетательных скважин к гидродинамически связанным с ними добывающим, вносим изменения в модель, в данном случае в проницаемость. Результаты изменений очень хорошо прослеживаются на графике среднесуточных отборов нефти и воды (рис. 3).

Рис. 1. Влияние нагнетательной скважины 304 на добывающие. Расчет модели линий тока

На этом рисунке пунктирной линией обозначены среднесуточные отборы нефти и воды до внесения изменений по проницаемости в модель, сплошной линией среднесуточные отборы после внесения изменений в модель, символами обозначены фактические отборы.

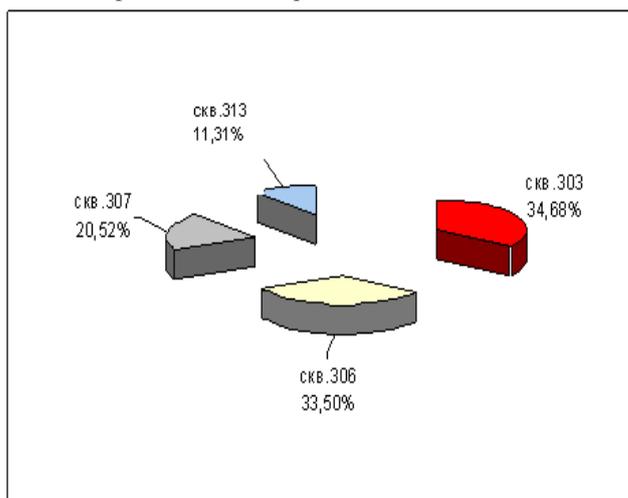


Рис. 2. Влияние нагнетательной скважины 304 на добывающие. Результаты исследований

установление давления нагнетания, применение физико-химических методов воздействия, в том числе потокоотклоняющих технологий, работ по выравниванию профилей приемистости, организации новых очагов заводнения и т.д.) по скважинам и спрогнозировать результат на модели.

Несомненным достоинством этой прикладной технологии является возможность определения непродуктивных объемов закачки, определения истинной компенсации отборов в пластовых условиях, дает основание отразить эти изменения в текущей отчетности, что позволит в дальнейшем более рационально подойти к составлению последующих проектных документов.

Как следствие, данная технология является удобным инструментом для принятия как текущих оперативных, так и стратегических решений в процессе разработки месторождения.

Очевидно, что результаты внесенных изменений увеличивают приближение промышленных и расчетных показателей. Для исследуемой нагнетательной скважины 304 ситуация представлена на рисунке 4.

Проанализированная геолого-промысловая информация позволяет внести изменения в модель по проницаемости, ОФП, фактическим объемам закачки. Все это позволяет устранить искажения по существующим гидродинамическим моделям (ГДМ) и получить более четкое отображение линий тока/связи между скважинами, показать реальную информацию о взаимодействии пары нефтяная – нагнетательная скважина и, как следствие, максимально приблизить модель линий тока к существующей на сегодняшний момент оперативной ситуации разработки месторождения.

Выдача рекомендаций и предложений по геолого-техническим мероприятиям

Измененная, отображающая реальную ситуацию в пласте, модель позволяет разработать конкретные адресные предложения и рекомендации (снижение или увеличение объемов закачки,

Заключение

1. Предлагаемая технология позволяет получить принципиально новую информацию о взаимодействиях каждой пары добывающая – нагнетательная скважина, дифференцировать дренируемые поровые объемы и рассчитывать компенсацию отборов закачкой по скважинам.

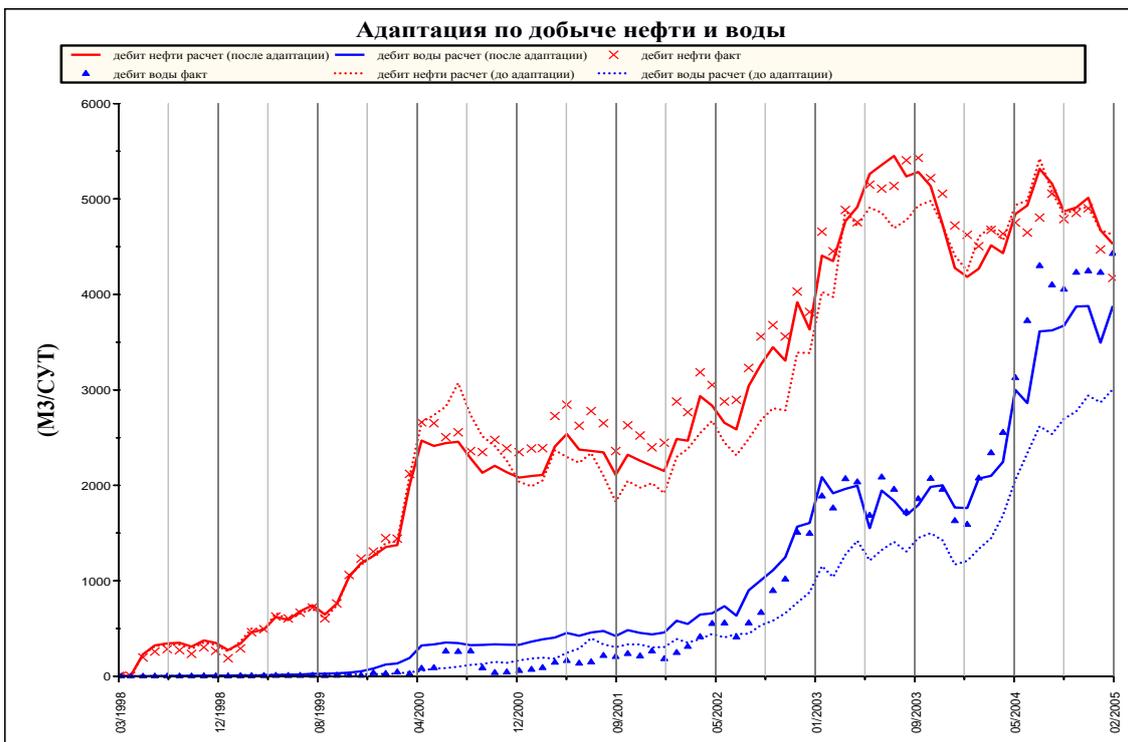
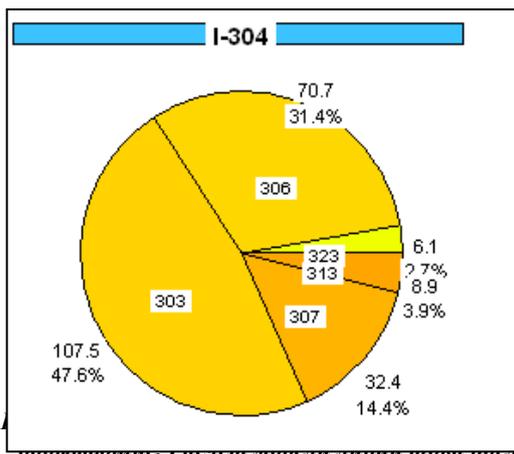


Рис. 3. Среднесуточные дебиты нефти и воды

2. Технология позволяет повысить эффективность контроля разработки нефтяных залежей с помощью карт остаточных нефтенасыщенных толщин.

3. Результаты моделирования методом линий тока – основа для быстрого и эффективного количественного анализа реальных систем заводнения любой сложности, и классификации скважин по эффективности. Такой анализ – основа оптимизации систем заводнения. Результаты моделирования позволяют определить точный объем компенсации, загрузить скорректированные данные, выдать ГДМ, адекватную наиболее точной картине, происходящей в пласте.



на внесение изменений

4. Технология оптимизации заводнения на основе количественного анализа системы заводнения с использованием метода линий тока необходима для определения эффективности систем воздействия на залежи и формирования гидродинамических регулирующих воздействий как при выполнении работ по авторскому надзору, так и при оперативном геолого-промысловом анализе.

5. Технология дает возможность определения непродуктивных объемов закачки, определения истинной компенсации отборов в пластовых условиях, что позволит в дальнейшем составлять последующие проектные документы с учетом информации, максимально адаптированной к реальным условиям разработки месторождений.

Литература

1. Жидкова Н.А. Модель линий тока: анализ эффективности нагнетательных скважин // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, 2005. – 404–407.
2. Костюченко С.В., Зимин С.В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока // Нефтяное хозяйство, 2005. – № 1. – С. 56–60.
3. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра, 1983. – 189 с.
4. Плынин В.В. Принципы корректной адаптации гидродинамической модели нефтегазовой залежи // Нефтяное хозяйство, 2005. – № 4 – С. 80–84.

ПЕРСПЕКТИВЫ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ И КОРРОЗИЕЙ НА ПЕРВОМАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Ю. Глущенко, В.Л. Асланиди

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатация месторождений, находящихся на третьей стадии разработки, связана с интенсификацией работы скважин. Форсированный отбор жидкости, связанный с заглублением электро-центробежных насосов (ЭЦН) и снижением забойных давлений, часто сопровождается ростом числа отказов скважинного оборудования вследствие выпадения твердых кристаллических отложений солей на погружном оборудовании [1].

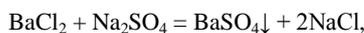
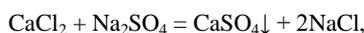
Анализ работы скважин с высокой обводненностью (от 80% и выше), осложненных солеотложением также сопровождается высоким коррозионным разрушением погружного оборудования, так как попутно добываемая вода имеет высоко агрессивные физико-химические свойства. Данные факторы приводят к отказам ЭЦН по следующим причинам: 1) отсутствие подачи, 2) снижение производительности, 3) снижение изоляции силового кабеля (R-0), 4) негерметичность насосно-компрессорных труб (НКТ).

Межремонтный период механизированного фонда скважин, осложненных солеотложением, иногда снижается до 30 суток. Возникновение проблемы солеотложения связано с различными причинами геологического, физико-химического характера. Высокая минерализация попутно добываемой воды вызвана разрушением пород, слагающих коллектор (основным компонентом солеотложения в скважинах Васюганского региона является кальцит). Разгазирование в этих условиях способствует выпадению кальция из-за снижения содержания растворенного диоксида углерода в водной среде. Подтягивание в призабойную зону вод с пониженным содержанием растворенного диоксида углерода и их смешивание с добываемыми флюидами также интенсифицирует выпадение неорганических солей. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа имеют увеличенный водородный показатель pH и насыщенность воды карбонатом кальция.

К физико-химическим факторам, влияющим на образование твердых солевых осадков можно отнести температуру ЭЦН (по данным телеметрической системы температура на приеме насоса достигает 120° С, при температуре потока 85° С), испарение воды, давление в зоне подвески ЭЦН, которое, как правило, ниже давления насыщения, водородный показатель pH=7, магнитные поля, возникающие в процессе работы погружного электродвигателя (ПЭД), вибрация оборудования, наличие насыщенных ионов, содержание в скважинной продукции асфальтенов, смол, парафинов.

Значительную роль в формировании и выпадении неорганических солей в осадок играют процессы смешения несовместимых вод. Каждая из смешивающихся вод имеет свою гамму химических веществ и может быть стабильной в данных термобарических условиях. Однако при смешении смесь часто оказывается перенасыщенной тем или другим веществом, которое начинает выпадать в осадок при неизменных температуре и давлении.

Типичными схемами химических реакций, которые происходят при смешении несовместимых вод и могут приводить к образованию твердых осадков, являются следующие:



Возникающие в результате указанных реакций плохо растворимые сульфаты кальция (гипс, ангидрит), бария (барит), карбонаты кальция (кальцит) и магния далеко не исчерпывают всех осадков, но они преобладают в большинстве случаев.

Важной причиной образования нестабильных пересыщенных растворов и выпадения осадков служит изменение термобарических условий и связанные с ним испарение воды, выделение газов и т.д. В этом случае в воду не вносят никаких дополнительных компонентов, однако в исходном растворе либо увеличивается фактическая концентрация вследствие испарения воды, либо снижается растворимость с изменением термобарических условий. Например, при движении воды и нефти в скважине и поверхностных коммуникациях происходит снижение температуры по сравнению с пластовой. Это может явиться причиной выпадения осадков сульфата бария, растворимость которого существенно уменьшается с понижением температуры.

Растворимость карбоната кальция существенно зависит от парциального давления двуокиси углерода (CO₂). Уменьшение содержания ее в воде вследствие дегазации воды при снижении давления насыщения или вследствие растворения CO₂ в нефти может явиться причиной образования осадков карбоната кальция в НКТ и выкидных линиях скважин. Изменение термобарических условий при подъеме газожидкостной смеси и прежде всего изменение температуры – причина выпадения в осадок хлористого натрия, двуокиси кремния (кремнезема), металлического свинца и ряда других веществ, встреченных при эксплуатации некоторых месторождений. В некоторых случаях простое разбавление растворов пресной водой может быть причиной выпадения в осадок солей, в частности карбоната кальция.

Таким образом, основное условие солеотложения – это образование пересыщенных растворов попутной воды. Конкретными причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы: испарение, смешение несовместимых вод, растворение горных пород и газов, изменение термобарических условий, дегазация воды, изменение общей минерализации воды.

Все указанные процессы происходят при фильтрации воды в продуктивном пласте, а также при ее движении в скважине, через рабочие органы насосной установки и другие коммуникации нефтепромысла и оказывают влияние на солеотложение.

Причины отложения карбоната кальция и магния

Карбонат кальция (кальцит) CaCO₃ – осадок, часто встречаемый на объектах ОАО «Томскнефть». Растворимость его в дистиллированной воде очень невелика. При температуре 25° С и контакте с атмосферным

воздухом она составляет 0,053 г/л, что примерно в 40 раз меньше растворимости гипса. Растворимость кальцита с повышением температуры существенно уменьшается (рис. 1). Поэтому по мере повышения температуры возможность отложения CaCO_3 увеличивается. Существенное влияние на растворимость кальцита оказывает присутствие в воде CO_2 (рис. 2). В дистиллированной воде, полностью лишенной CO_2 , растворимость карбоната кальция при 25° С составляет всего 0,014 г/л, т.е. снижается примерно в 4 раза по сравнению с растворимостью в воде, находящейся в равновесии с воздухом.

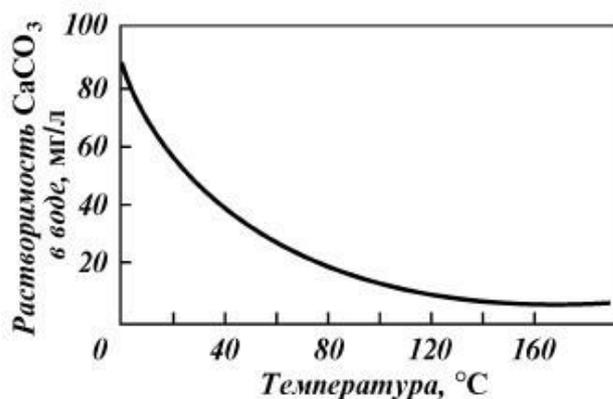


Рис. 1. Зависимость растворимости CaCO_3 в воде от температуры при атмосферном давлении

скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (увеличивается) и уменьшение давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух противоположно направленных факторов.

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает реакция pH среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно больше, чем в щелочной. По мере увеличения pH и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается. связано с тем, что растворимость CO_2 также зависит от pH водных растворов: чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено двуокиси углерода.

Одной из причин пересыщения попутных вод кальцитом является процесс смешивания несовместимых вод по химической реакции



Как показали исследования ряда авторов, условия и причины отложения карбонатных солей гораздо более многообразны и зависят от большого числа разнонаправленных факторов, чем причины отложения всех других солей, встречающихся в нефтепромысловой практике. Например, на карбонатное равновесие существенное влияние могут оказывать природные амфотерные соединения, переходящие из нефти в воду.

Так, выделенные из нефти кислотные соединения при наличии нефтяных и карбоновых кислот обладают эффективностью осаждения ионов кальция и магния из растворов на 90–100 %. В этой же работе была выявлена ингибирующая активность активных компонентов нефти, выделенных из осадков и содержащих амфотерные соединения, которые состояли в основном из карбоновых кислот. Они, так же как и кислотные соединения из нефти, обладали эффективностью осаждения. При содержании их в растворе 0,01 % (по массе) эффективность осаждения иона кальция достигала 93 %, а иона магния – 63 %.

В некоторых случаях при добыче нефти встречены осадки карбоната магния. Растворимость карбоната магния в дистиллированной воде составляет 0,223 г/л, т.е. почти в 4 раза превышает растворимость карбоната кальция. Как и для кальцита, растворимость карбоната магния растет с увеличением парциального давления CO_2 и уменьшается при повышении температуры.

Обычно карбонат магния не представляет такой опасности, как осадки карбоната кальция. Как правило, природные воды, содержащие магний, имеют в своем составе и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, направленное на уменьшение растворимости карбоната магния, будет также уменьшать и растворимость карбоната кальция, который, как менее растворимый, первым начнет выпадать в осадок, что приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому, несмотря на существенное нарушение условий карбонатного равновесия, пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция.

При растворении кальцита в воде, содержащей двуокись углерода, происходит химическая реакция с образованием хорошо растворимого бикарбоната кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$:



Для образования бикарбоната кальция и невыпадения кальцита из раствора необходимо некоторое количество свободной двуокиси углерода в воде.

Таким образом, снижение давления в системе газ – вода, приводящее к соответствующему снижению парциального давления CO_2 , может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на приемной части УЭЦН и стенках НКТ в связи началом разгазирования нефти. В добывающих

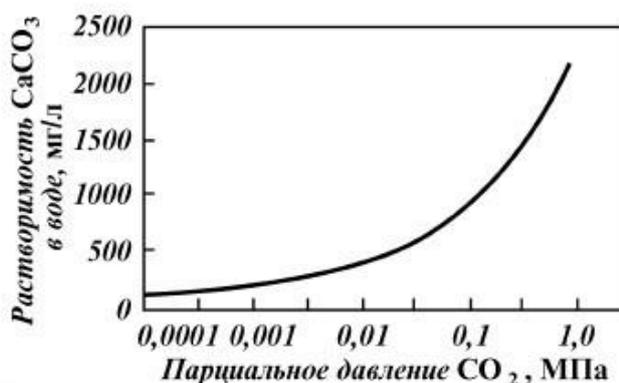


Рис. 2. Зависимость растворимости CaCO_3 в воде при температуре 25° С от парциального давления CO_2

Это

Исключения из этого правила могут быть при смешении вод, одна из которых находится в равновесном состоянии по отношению к ионам Ca^{2+} , Mg^{2+} и CO_3^{2-} , а другая обогащена магнием. В этом случае карбонат магния может выпасть в осадок раньше карбоната кальция.

При температуре выше 82°C карбонат магния разлагается с образованием гидратоксида магния по уравнению

$$\text{MgCO}_3 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2\downarrow + \text{CO}_2\uparrow.$$

Если из попутных вод выпадают и сульфатные, и карбонатные соли, то обычно наблюдается четкая локализация осадков: в НКТ, особенно в нижней половине скважины, преобладают сульфаты кальция и бария, а в наземных сооружениях отлагаются углекислые соли кальция и отчасти магния.

Таблица 1

Состав пластовых вод по объектам разработки ОАО «Томскнефть»

Месторождение, скважина	Плотность, кг/м ³	Общая минерализация, мг/дм ³	Химический состав, мг/дм ³					
			HCO ₃	Cl	SO ₄	Ca	Mg	K+Na
Первомайское								
484	1,026	59470,4	16,0	1000,4	1,112	63,5	16,5	936,4
438	1,024	43865,4	8,7	745,9	2,641	74,0	41,0	648,3
Зап-Катыльгинское								
747	1,025	46401,7	12,2	790,5	0,538	71,0	57,0	674,7
Южно-Черемшанское								
106	1,015	22818,4	2,0	349,1	0,300	113,0	6,0	347,1

Причины отложения хлористого натрия (галита)

Хлористый натрий NaCl – основной солевой компонент практически всех пластовых вод. Галит – хорошо растворимое вещество, его растворимость в дистиллированной воде при температуре 30°C составляет 363 г/1000 г воды. Растворимость поваренной соли существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость NaCl невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость.

Отложения хлористого натрия при добыче нефти встречаются на тех месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами, минерализация пластовых вод достигает 380 г/л. При обводнении нефтяных скважин этих месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причем осадок состоит почти исключительно из чистого галита NaCl.

На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех скважинах, где попутная вода представлена пластовыми рассолами в приконтурных скважинах. Основная причина выпадения хлористого натрия из попутной воды нефтяных месторождений – это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью.

Причины возникновения повышенной коррозии

Содержание агрессивных компонентов в добываемой жидкости и попутном газе нефтяных месторождений Томской области, влияющих на коррозию нефтегазопромыслового оборудования, приведено в таблице 2. Из таблицы видно, что в попутно добываемой воде содержится значительное количество хлоридов и гидрокарбонатов, вода представляет собой концентрированный раствор солей, обладающий нейтральным pH. Если в воде присутствует сероводород, диоксид углерода или кислород из различных источников, то коррозионная активность резко возрастает.

Для снижения коррозионного воздействия насосного оборудования применяется ингибиторная защита (ингибитор коррозии вводится дозатором), электрохимическая защита путем крепления на насосно-компрессорные трубы оцинкованных протекторов (происходит отдача более электроотрицательных атомов цинка), тем самым защищается тело трубы.

Таблица 2

Анализ воды скважина № 438 Первомайского месторождения

№ п/п	Определяемый элемент	Полученный результат анализа, мг/л
1	Жесткость общая	88,2
2	Кальций	1335
3	Магний	263
4	Железо общее	84,3
5	Кремний	12,26
6	Хлориды	699
7	Сульфаты	2,6
8	Гидрокарбонаты	760

Предупреждение образования неорганических солей

В практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы, предотвращающие отложение неорганических солей, и методы борьбы с уже выпавшими осадками. Решение задачи ингибирования солей и коррозии возможно различными путями [2]–[3].

На месторождениях ОАО «Томскнефть» на скважинах, осложненных солеотложениями на рабочих органах при выводе на режим, в связи со смешиванием несовместимых вод (солевого раствора глушения на основе девонских вод и карбонатных вод продуктивного горизонта), производится добавление в раствор глушения ингибитора солеотложения СНПХ 5301, САНСОЛ концентрацией 0,5 %.

Для постоянного дозирования реагента предлагается применение погружных скважинных контейнеров, устанавливаемых ниже ПЭД ЭЦН. Контейнер представляет собой перфорированный металлический пенал, заполненный твердофазной ингибиторной композицией. Дозирование реагента осуществляется путем его постепенного растворения и вымывания добываемой жидкостью. Габарит погружного скважинного контейнера должен соответствовать диаметру эксплуатационной колонны, масса ингибиторной композиции до 120 кг. Конструкция контейнера разборная и состоит из нескольких секции, соединенных резьбовой муфтой, что обеспечивает удобство его загрузки, транспортировки и монтажа. Контейнер крепится к компенсатору ЭЦН шарнирной подвеской, шарнир допускает отклонение оси погружного скважинного контейнера не менее 5° в любом направлении относительно продольной оси контейнера. Опыт применения погружных скважинных контейнеров на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» позволил увеличить наработку на отказ ЭЦН в 2,5–5,3 раза.

Для постоянного дозирования ингибиторов солеотложения с устья на прием ЭЦН возможно применение специального четырехжильного кабеля, в качестве четвертой жилы используется капилляр диаметром 0,7 мм. Благодаря применению капилляра, уменьшается коррозионное воздействие ингибитора солеотложений на погружное оборудование, а также происходит существенная экономия дорогостоящих ингибиторов.

Литература

1. Кравцов В.В. Коррозия и защита материалов и конструкций, 1999. – 332 с.
2. Перекупка А.Г. Эффективность и перспективы применения многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения // Нефтяное хозяйство, 2003. – № 6. – С. 82–84.
3. Перекупка А.Г. Синергизм и эффективность смесей ингибиторов солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство, 2004. — № 3 – С. 84–85.

НОВЫЕ КОНЦЕПЦИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ 302, 303 ЗАЛЕЖЕЙ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Гуськов

***ОАО «Татнефть», Нефтегазодобывающее управление «Лениногорскнефть»,
г. Лениногорск, Россия***

Залежи 302 (башкирский ярус), 303 (протвинский горизонт) расположены в южной части Ромашкинского месторождения. В тектоническом отношении залежи контролируются единым крупным Шугуровско-Куакбашским валообразным поднятием. Залежи отличаются очень сложным геологическим строением. Для них характерна высокая вязкость пластовой нефти, близость подошвенной воды, а также сложность структуры порового пространства. Залежь 302, 303 – это карбонатный коллектор. Пористость пород залежей колеблется от 0,7 % до 21,5 %. В карбонатном массиве залежей отмечаются как открытые макротрещины, так и залеченные микротрещины. По всем исследованным скважинам [1] густота вертикальных трещин значительно превосходит густоту горизонтальных.

Помимо этого в массивных залежах 302, 303 порода-коллектор и порода-покрышка представлены одной породой – карбонатами. То есть надежной гидродинамической разобщенности между продуктивной частью залежей и подошвенной водой не существует. Наблюдается гидродинамическая связь между этими залежами посредством системы вертикальных трещин различной протяженности. Именно наличие вертикальной трещиноватости и упруговодонапорного режима залежей является основной причиной преждевременного обводнения скважин в процессе эксплуатации. Поэтому залежи являются сложными объектами с точки зрения их выработки. Будущее их разработки целиком зависит от успешности применения новейших технологий.

На горизонтальных скважинах, пробуренных на 302, 303 залежах с 2001 по 2006 гг., происходит очень быстрое обводнение. На сегодняшний день из 80 скважин 47 работают с обводненностью более 70 %. Средняя обводненность составляет 53 %.

Показателем скорости обводнения является коэффициент падения дебита по нефти. На 302, 303 залежах он равен 0,67. Встает вопрос о необходимости проведения работ по ограничению водопритока.

На залежах за период их разработки было проведено 670 водоизоляционных работ с применением более двух десятков различных реагентов и технологий таких как: СНПХ-9633, нефтебитумный продукт (НБП), Дисин, водонабухающий полимер (ВНП), вязко-упругие системы (ВУС), гидрофобнополимертампонажный состав (ГПТС) и т.д. На общем фоне лучшую эффективность показывает реагент СНПХ-9633. Технология основана на способности углеводородного раствора поверхностно-активных веществ (ПАВ) при взаимодействии с минерализованной водой образовывать вязкие устойчивые эмульсии. Но, т.к. структура пустотного пространства карбонатных коллекторов очень сложная и характеризуется наличием сильно развитой вертикальной трещиноватостью, на сегодняшний день универсальной методики, позволяющей добиться 100 % успеха по изоляции водопритока в коллекторах 302, 303 залежей, не существует.

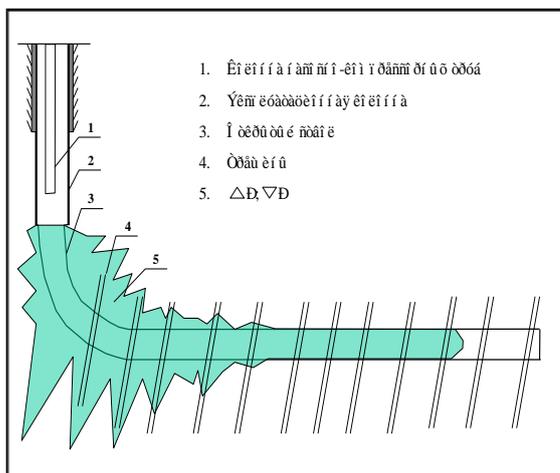


Рис. 1. Распределение депрессии и репрессии в открытом горизонтальном стволе

эффективность всех видов водоизоляционных работ, проводимых закачкой общим фильтром. Не вовлечена в работу большая часть горизонтального ствола (рис. 1), что в итоге сильно сказывается на конечном КИН. Создавать же большие депрессии на пласт нецелесообразно, по причине быстрого прорыва воды по крупным вертикальным трещинам.

При проведении водоизоляции общим фильтром закачиваемый реагент блокирует водопиток только в первых десятках метров открытого ствола скважины (рис. 1). В результате исследования двух скважин комплексом «ЛАТЕРАЛЬ» и двух скважин прибором «АГАТ» на жестком кабеле выяснилось, что интервалы, обводняющие скважину, могут располагаться в разных частях горизонтального ствола. Следовательно, на сегодняшний день при обводнении горизонтальной скважины мы практически не способны достичь высоких конечных КИН.

Для решения проблем, связанных с низкой эффективностью водоизоляционных работ, и для включения в работу всего горизонтального ствола скважины предлагается:

1) Оборудовать хвостовик насоса конусом, допустить его до забоя с фильтрами, расположенными на двух последних трубах. Продолжить эксплуатацию скважины с прежними параметрами. Точка разгрузки максимальной депрессии, а следовательно, и рабочий интервал переместится на забой скважины (рис. 2). Это позволит снизить обводненность добываемой продукции.

После прекращения достигнутого эффекта произвести подъем хвостовика в середину открытого ствола скважины и продолжить ее эксплуатацию. Данная операция, как и предыдущая, обеспечит приток нефти из ранее низкопродуктивной части открытого ствола (рис. 3). После пересечения порога рентабельности работы скважины приподнять хвостовик до первых 20 метров открытого ствола скважины.

2) Прекратить закачку водоизоляционных реагентов общим фильтром, полностью перейдя на точечную закачку путем установки башмака колонны насосно-компрессорных труб в середине интервала, обводняющего скважину. При проведении водоизоляционных работ общим фильтром на горизонтальных скважинах в среднем необходимо 40 м³ реагента на сумму 1,24 млн рублей. Ранее проведенные анализы конечных давлений закачки доказывают, что данных объемов недостаточно для насыщения трещинной системы прискважинной части пласта. Объемы должны быть по крайней мере в 1,3 раза больше. Но такое количество будет сказываться на индексе доходности от проводимых работ.

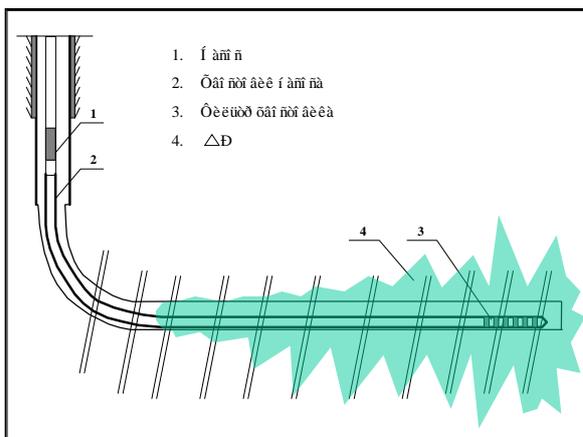


Рис. 2. Распределение депрессии после спуска хвостовика насоса

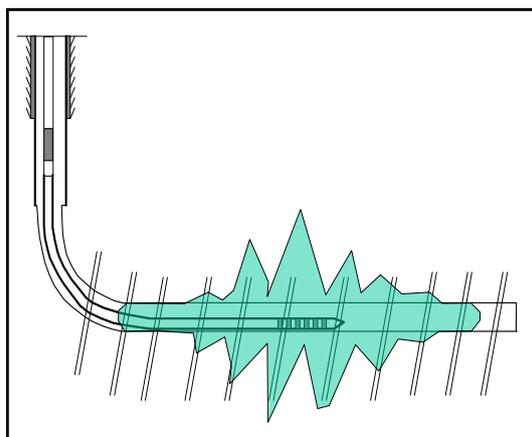


Рис. 3. Распределение депрессии после перемещения хвостовика насоса в середину открытого ствола

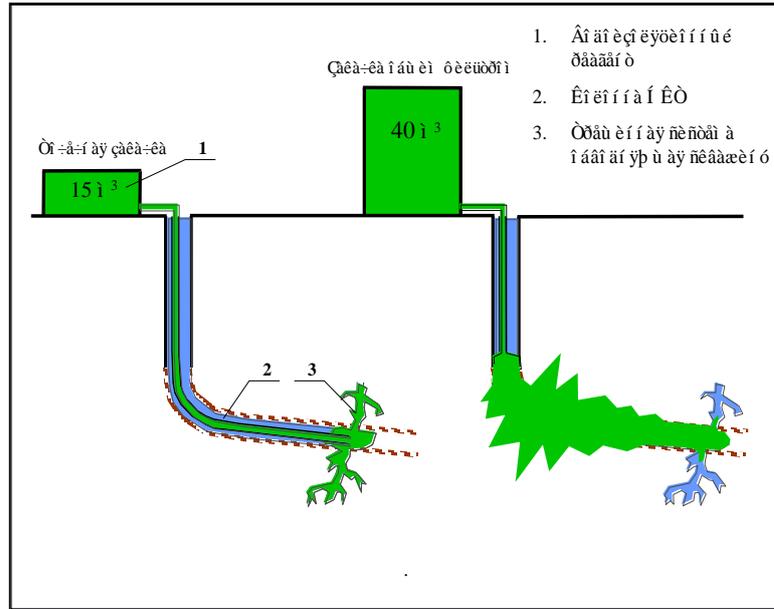
Точечные же закачки позволяют добиться насыщения реагентом трещинной системы, обводняющей скважину, и снизить объемы закачиваемого реагента по сравнению с закачкой общим фильтром, тем самым повышая индекс доходности мероприятия (рис. 4).

подобных
не выводить
невыработанными
бездействующий
обводненности,
рентабельной
сократить уже
бездействующий
нам
возможность
вырабатывать
залежей.

Литература

1. Комплексный
результатов
исследований

коллекторов
разработка



Использование
технологий позволит
скважины с
запасами в
фонд по
продлить период
работы скважины,
существующий
фонд. Таким образом,
предоставляется
более эффективно
запасы 302, 303

анализ
выполненных
по оценке
трещиноватости
залежей 301-303,
геолого-

Рис. 4. Распределение водоизоляционного реагента при закачке обшцем фильтром и точечной закачке

гидродинамических моделей и технологии их эффективной разработки. – . Бугульма, 2002. – 100 с.

ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ В ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

А.Я. Джомардов

Научный руководитель профессор А.М. Мамедзаде

Азербайджанский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Баку, Республика Азербайджан

Одним из важнейших вопросов при эксплуатации нефтяных месторождений, приуроченных к слабосцементированным и рыхлым породам, является борьба с пескопроявлением и его вредным влиянием на работу скважин. Бесконтрольный вынос из пласта песка приводит к абразивному износу подземного и наземного оборудования, разрушению структуры пласта в призабойной зоне, частым ремонтам с пробкообразованием, обрушению вышележащих горизонтов, деформации эксплуатационных колонн, обводнению скважин верхними водами. В результате скважина временно или вовсе выбывает из действующего фонда.

Ограничение выноса песка из пласта в скважину осуществляется креплением пород призабойной зоны пласта, применением различных цементирующих и вяжущих веществ с различными наполнителями, а также установлением гравийно-щелевых фильтров в зоне эксплуатационного объекта [1]–[3].

Анализ показателей работы многочисленных скважин с выносом песка после крепления призабойной зоны пласта (ПЗП) показали, что эффективность их составляет 45–50 % и продолжительность работы 6–8 месяцев. Исследования показателей работы более 200 скважин, оборудованных гравийно-щелевыми фильтрами, показали, что эффективность их работы в основном зависит от конструкции фильтров, качества выбора гравия, жидкости носителя и степени заполнения зафильтрового пространства. Продолжительность работы этих скважин составляла от года до десяти лет [4].

Нефтяные месторождения Апшеронского полуострова находятся в поздней стадии разработки и за период эксплуатации из пласта вынесено большое количество песка, а в призабойной зоне за фильтром образовались каверны радиусом 0,5–1,0 м и больше. Учитывая недостатки внедренных технологических процессов по креплению пород ПЗП, разработан метод установки гравийно-щелевых фильтров в скважинах с большой выработкой в ПЗП.

Сущность метода установки гравийно-щелевого фильтра в таких скважинах заключается в том, что предварительно каверна перед установкой гравийно-щелевого фильтра стабилизируется закачкой определенного (расчетного) объема песчано-цементного раствора. Для определения оптимального соотношения компонентов в стабилизирующем составе были проведены лабораторные исследования на модели, имитирующей ПЗП.

Основное требование к созданному в каверне стабилизирующему барьеру заключается в том, чтобы прочность и проницаемость превышали пластовые показатели в 1,5–2,0 раза. Экспериментальные работы проводились при соотношениях 50, 60, 70 и 80 % песка и после 48 часов определялись прочность и проницаемость полученного камня.

Исследованиями выявлено, что показатели камня, полученного из смеси 70–75 % песка и 25–30 % цемента, превышают в 1,5–1,85 раза пластовые, и этот вариант принимается за оптимальный. Прочность и проницаемость коллекторских пород нефтяных месторождений Апшеронского полуострова изменяется соответственно в пределах 0,75–2,10 МПа и 0,080–0,230 мкм², а показатели камня, полученного с оптимальным количеством компонентов, составили 3,25–3,80 МПа и 0,230–0,385 мкм².

Установление гравийно-щелевого фильтра в пескопроявляющих скважинах с большой выработкой в ПЗП предложенным методом предотвращает разрушение скелета пласта, пескопроявление и кольматацию гравийной набивки за щелевым фильтром, что обеспечивает длительную работу скважин.

Литература

1. Алескеров С.С., Алибеков Б.И., Алиев С.М. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1979. – 190 с.
2. Багиров М.К., Эфендиев И.Ю., Кязимов Ш.П. Новый способ борьбы с песком в нефтедобычи // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1995. – № 5–6. – С. 28–30.
3. Иломен Д., Эллис Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. – М.: Недра, 1986. – 230 с.
4. Хасаев А.М., Керимов К.М., Эфендиев И.Ю. Метод регулирования притока жидкости в скважине. – Баку, 1999. – 155 с.

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ЗАКОНОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПО НАРАБОТКЕ НА ОТКАЗ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

И.В. Доровских

Научный руководитель доцент В.В. Живаева

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Выпускаемые в настоящее время отечественными и импортными заводами установки погружных центробежных электронасосов (УЭЦН) являются одним из основных способов механизированной добычи нефти из скважин. Поэтому актуальным становится вопрос повышения эффективности работы насосов и повышения качества, надежности и своевременности технического обслуживания, ремонта и диагностики энергоемкого оборудования, а также иных организационных мероприятий. Нарботка на отказ – важнейший параметр, характеризующий работу оборудования, который является показателем его надежности. Увеличение этого параметра невозможно без надлежащей организации работ по диагностированию, техническому обслуживанию, проводимых в настоящее время в условиях износа оборудования, отсутствия достаточных средств у предприятий на замену отработавшего свой срок оборудования и постоянного сокращения персонала ремонтников, поставки запасных частей и материалов. Проблема снижения себестоимости нефти последнее время является актуальной и неразрешимой без исследований по диагностированию установок электроцентробежных насосов.

Для решения проблемы прогнозирования наработки на отказ проведен вероятностно-статистический анализ отказов, позволяющий установить вероятностные законы распределений для интервалов времени от момента ввода в эксплуатацию нового или капитально отремонтированного УЭЦН до первого нарушения, приводящего к выходу из строя. Вероятностно-статистические методы позволяют получить зависимости $T = f(x)$ для различных законов распределения наработки на отказ УЭЦН. Достоверность зависимости $T = f(x)$ определяется точностью установления закона распределения наработки на отказ УЭЦН.

Анализ статистических данных проводился по крупнейшему нефтегазодобывающему предприятию Самарской области. Обработка статистического материала выполнялась с помощью программных пакетов Microsoft Excel, MathCAD 11, Statistica 6.0, Stadia 6.0 в несколько этапов [1]–[5].

Для подбора оптимальных законов распределения и с целью объективного представления информация по наработке была рассортирована по самым встречающимся типоразмерам УЭЦН. Остальные типоразмеры ввиду малой выборки и возможными статистическими ошибками не рассматривались. Таким образом, составлены 6 основных условных групп (таблица), которые охватывают практически весь парк УЭЦН ОАО «Самаранефтегаз».

Таблица

Обобщенные группы типоразмеров УЭЦН

Группа	УЭЦН-30	УЭЦН-60	УЭЦН-80	УЭЦН-125	УЭЦН-200	УЭЦН-250
Типоразмеры УЭЦН, входящие в данную группу	УЭЦН группы 5 с различными напорными характеристиками	УЭЦН группы 5 и 5А с различными напорными характеристиками	УЭЦН группы 5 и 5А с различными напорными характеристиками	УЭЦН группы 5 и 5А с различными напорными характеристиками	УЭЦН группы 5 и 5А с различными напорными характеристиками	УЭЦН группы 5 и 5А с различными напорными характеристиками

Были составлены интервальные статистические ряды распределения частот, то есть все данные по наработке на отказ t разбиваются на интервалы равной длины, далее ведется подсчет попадания значений случайной величины t_i в заданные интервалы. Оптимальное количество разрядов эмпирического распределения L_{opt} рассчитывается по формуле Старджесса:

$$L_{opt} = 1 + 3,2 \cdot \lg(n), \quad (1)$$

где n – объем выборки или общее количество установок определенного типоразмера. Объем выборки составляет от 50 до 189 в зависимости от типоразмера УЭЦН. Полученное значение L_{opt} округляется до ближайшего целого числа K . Находилась ширина разрядов статистического ряда распределения h по выражению:

$$h = \frac{T}{K} = \frac{t_{max} - t_{min}}{K}, \quad (2)$$

где T – размах выборки; t_{min} , t_{max} – минимальная и максимальная наработка на отказ в выборке объемом n соответственно. Определялась частота, соответствующая данному разряду. За начальную точку отсчета принимается наименьшее значение наработки на отказ. В результате получается статистический ряд распределений частот (m_i), где m_i – число точек, попавших в интервал и статистического ряда относительных p_i^* частот:

$$p_i^* = \frac{m_i}{n} \quad (3)$$

Затем строился статистический ряд, в котором приведены разряды в порядке их расположения вдоль оси абсцисс и соответствующие частоты. По этим данным строятся гистограммы относительных частот $f^*(t)$ путем откладывания разрядов по оси абсцисс и на месте расположения каждого из разрядов строится прямоугольник, площадь которого равна частоте данного разряда. Высота прямоугольника вычисляется путем деления частоты каждого разряда на его ширину:

$$f_i^* = \frac{p_i^*}{h} \quad (4)$$

Затем вычислялись математическое ожидание, дисперсия, среднее квадратичное отклонение (СКО), коэффициенты вариации, асимметрии, эксцесса. Наиболее распространенными вероятностными законами являются распределения Вейбулла, Релея, нормальное, логнормальное и экспоненциальное.

На рисунках 1, 2 представлены гистограмма, вероятностные плотности и функции указанных

распределений на примере одного типоразмера УЭЦН-30. Также была проведена проверка на критерии согласия.

Результаты расчетов показывают, что наработка на отказ УЭЦН-30 распределена по логнормальному закону с функцией плотности:

$$f(x) = \frac{0,534}{x} \cdot e^{-0,895(\ln(x)-5,2383)^2} \quad (5)$$

с параметрами $\sigma = 0,7476$ и $\mu = 5,2383$.

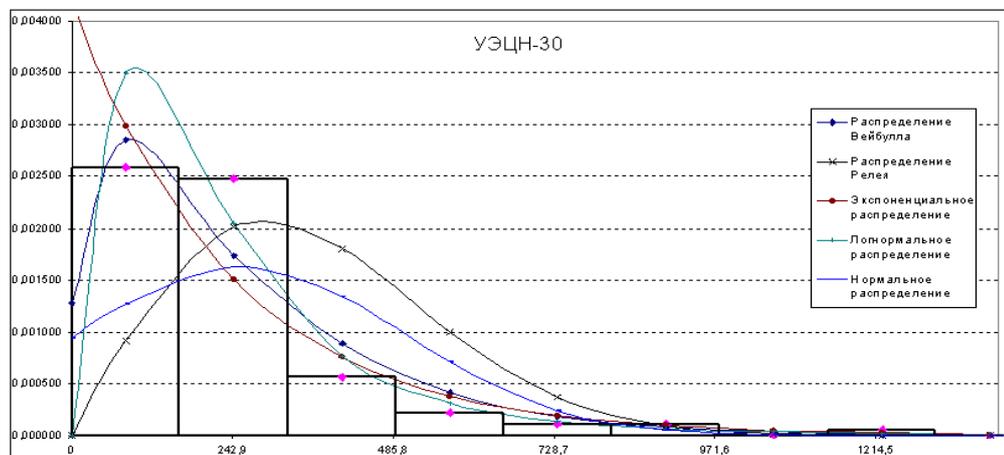


Рис. 1. Гистограмма и плотности распределения вероятностей наработки на отказ УЭЦН-30

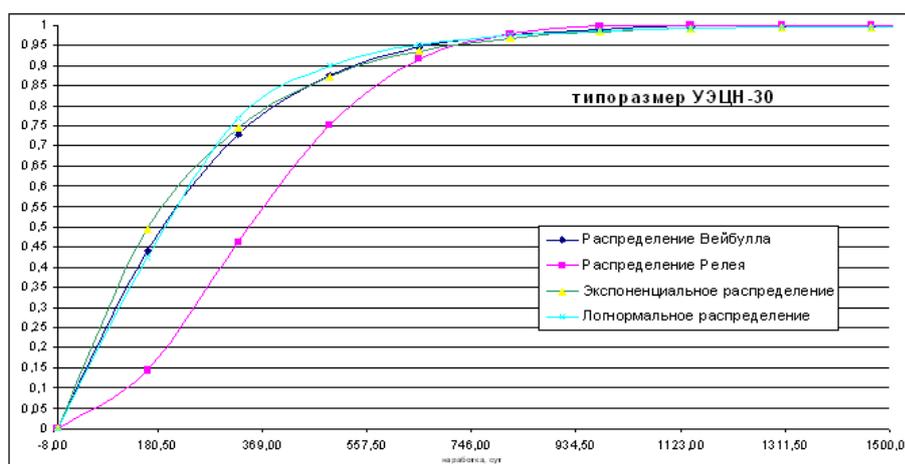


Рис. 2. Функция распределения вероятностей на отказа УЭЦН-30

Логнормальное распределение – распределение случайной величины $f = \ln(t)$, логарифм которой распределен по нормальному закону. В теории надежности логнормальное распределение используется для описания процессов восстановления, износовых отказов, когда приращение износа пропорционально мгновенному значению износа, наработка при быстром “выгорании” ненадежных элементов, отказов, появляющихся в результате усталости материала [2].

Плотность распределения:

$$f(t) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot \sigma \cdot t}} \cdot e^{-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}}, & \text{при } t \geq 0 \\ 0, & \text{при } t < 0 \end{cases} \quad (6)$$

где μ – параметр масштаба распределения, σ – параметр формы распределения.

Функция распределения:

$$F(t) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \int_0^t \frac{1}{t} \cdot \exp\left[-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right] dt \quad (7)$$

Математическое ожидание:

$$M(t) = \exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right) \quad (8)$$

Среднеквадратичное отклонение:

$$\sigma(t) = \exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right) \cdot \sqrt{\exp(\sigma^2) - 1} \quad (9)$$

Дисперсия:

$$D(t) = \exp(2\mu + \sigma^2) \cdot [\exp(\sigma^2) - 1] \quad (10)$$

Коэффициент вариации:

$$V(t) = \sqrt{\exp(\sigma^2) - 1}$$

Из результатов анализа следует, что наработка на отказ по установкам ЭЦН в целом соответствует логнормальному распределению. Это не совпадает с результатами, полученными ОКБ БН для установок обычного исполнения, которые с допущениями аппроксимировались экспоненциальным и нормальным распределениями. Простота экспоненциального закона и связанных с ним вычислений не должны быть критерием его предпочтения его другим законам распределения. Таким образом, полученные модели для наработки на отказ позволяют прогнозировать надежность УЭЦН различных типов, что облегчает выбор решений для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в осложненных скважинах.

Литература

1. Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадуллин К.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 275 с.
2. Боровиков В.П. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере. – СПб.: Питер, 2003. – 688 с.
3. Васильков Ю.В., Василькова Н.Н. Компьютерные технологии вычислений в математическом моделировании. – М.: Финансы и статистика, 1999. – 287 с.
4. Кулаичев А.П. Методы и средства анализа данных в среде Windows. Stadia 6.0. – М.: Информатика и компьютеры, 1996. – 257 с.
5. Фролов В.П., Стояков В.М., Воробьев В.В. Оценка остаточного ресурса нефтегазопромыслового оборудования статистическим методом // Промышленная энергетика, 1999. – № 5. – С. 11–13.

СРАВНЕНИЕ КРАЙГИНГА И АППРОКСИМАЦИИ СТЕПЕННЫМИ МНОГОЧЛЕНАМИ

А.В. Иванова

Научный руководитель доцент В.М. Галкин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно большое количество методов восстановления геолого-геофизических полей [1]. Все они опираются на некоторое количество значений исследуемого признака в ряде точек поля. Эти точки, как правило, расположены на нерегулярной сетке и могут существовать области, в которых об исследуемом признаке ничего не известно. Восстановить поле означает построить по всему полю регулярную сетку значений признака и нарисовать карту линий уровня признака.

Для исследования пространственных закономерностей изменчивости разработаны горно-геометрические, аналитические и геостатистические методы моделирования. В данной статье мы остановились на двух последних методах: аналитическом методе, или тренд-анализе [2], и геостатистической теории крайгинга [2], [3]. Сравнение обоих методов осуществлялось на основе графических построений по степени достоверности аппроксимации.

Необходимо отметить, что полиномиальные функции используются в тренд-анализе, главным образом, как удобное средство описания полученных данных. Однако применение полиномов может привести к мнению, что геологические процессы являются полиномиальными функциями, но нужно помнить, что природа этих процессов все-таки остается неизвестной. В связи с этим существует другое направление в геологии, развивающее теорию регионализированных переменных. Такие переменные имеют свойства, промежуточные между свойствами полностью случайных величин и полностью детерминированных переменных. В отличие от случайных, регионализированные переменные непрерывны от точки к точке, но изменения их настолько сложны, что не могут быть описаны какой-либо детерминированной функцией. Примерами регионализированных переменных являются, например, топографические и структурные поверхности, содержание компонентов в рудном теле, а также пористость и проницаемость пород в пределах нефтеносной площади.

На основе теории о регионализированных переменных, а также используя вполне понятное соображение о том, что значение в данной точке некоторым образом связано со значениями в точках, расположенных на некотором

расстоянии, и степень влияния может также зависеть от направления, был разработан оригинальный математический аппарат, одной из важнейших характеристик в котором является понятие полудисперсии. Речь идет о методе крайгинга, в котором восстанавливаемая функция содержит ряд коэффициентов, которые находятся из условия минимума дисперсии отклонения построенной функции от известных с некоторой погрешностью данных. Полудисперсия используется для выражения скорости изменения регионализированных переменных вдоль заданного направления. Если пробы в этом направлении берутся через одинаковые интервалы, то выражение для полудисперсии выглядит следующим образом:

$$\gamma_h = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^{n-h} (Y_i - Y_{i+h})^2,$$

где Y_i – значение переменной в точке i ; Y_{i+h} – значение переменной, взятое через h интервалов; n – число точек. Если вычислить значения γ_h для различных h , то можно получить график, называемый полувариограммой, причем точки располагаются около кривой. К этим данным необходимо подобрать сглаживающую кривую, которая и даст нам оценку вариограммы.

В работе [3] в качестве моделей вариограмм приведены следующие функции:

линейная модель – $\gamma(h) = Ah + B$,

степенная модель – $\gamma(h) = ah^\lambda$,

экспоненциальная модель – $\gamma(h) = C_0 + C[1 - \exp(-|h|/a)]$,

модель де Вийса – $\gamma(h) = A \ln(h) + B$,

$$\text{сферическая модель – } \gamma(h) = \begin{cases} C(3h/(2a) - h^3/(2a^3)) + C_0, & h \leq a \\ C + C_0, & h > a \\ 0, & h = 0 \end{cases}.$$

Классическая задача восстановления геологического поля формулируется следующим образом: пусть функция $f(x)$, $x \in \Omega$ задана дискретно в точках x_i :

$$y_i = f(x_i), \quad i = 1, 2, \dots, n,$$

где n – количество исходных данных, Ω – геологическое поле. Необходимо восстановить функцию $f(x)$ на некоторой сетке $\{x_k\}, k = 1, 2, \dots, m$.

Для крайгинга функция $\tilde{f}(x)$, приближающая $f(x)$ будет иметь вид:

$$\tilde{f}(x) = \sum_{i=1}^n \bar{\alpha}_i(x) y_i.$$

Зависимость неизвестных коэффициентов $\bar{\alpha}_i$ от x означает, что для расчета $\tilde{f}(x)$ в узлах сетки $\{x_k\}, k = 1, 2, \dots, m$ потребуется решать задачу m раз, т.е. для каждого узла сетки задача решается отдельно.

В крайгинге исходные данные y_i понимаются как реализация случайного процесса $f(x)$, а весовые коэффициенты $\bar{\alpha}_i$ находятся из минимизации дисперсии отклонения \tilde{y}_k от y_k :

$$S = E[y_k - \tilde{y}_k]^2 = E\left[y_k - \sum_{i=1}^n \bar{\alpha}_i y_i\right]^2,$$

где y_k – неизвестные точные значения функции на сетке; \tilde{y}_k – искомые приближенные значения функции в узлах сетки.

Наиболее общая из существующих процедур называется «универсальным крайгингом», в котором значения для блоков, площадей и точек можно оценить при нерегулярной сети опробования в присутствии тренда или нестационарности. Если данные стационарны, т.е. значение ковариационной функции $K(y_i, y_j)$ зависит не от самих значений y_i и y_j , а от расстояния h_{ij} между ними, то для оценки таких значений можно использовать менее сложный метод, который называется точечным крайгингом (кригингом) или просто крайгингом.

Процедуру точечного крайгинга можно рассмотреть на примере простейшего случая вычисления значения параметра Y в точке p по трем известным наблюдениям Y_1, Y_2, Y_3 в других точках. Каждое из этих наблюдений имеет в точке p свой вес, значение которого можно вычислить, решив систему уравнений:

$$W_1 \cdot \gamma(h_{11}) + W_2 \cdot \lambda(h_{12}) + W_3 \cdot \lambda(h_{13}) = \lambda(h_{1p}),$$

$$W_1 \cdot \gamma(h_{12}) + W_2 \cdot \lambda(h_{22}) + W_3 \cdot \lambda(h_{23}) = \lambda(h_{2p}),$$

$$W_1 \cdot \gamma(h_{13}) + W_2 \cdot \lambda(h_{23}) + W_3 \cdot \lambda(h_{33}) = \lambda(h_{3p}).$$

Здесь W_i – вес наблюдения i в точке p ; $\gamma(h_{ij})$ – значение полувариограммы на расстоянии h между точками i и j . Эти значения берутся непосредственно с графика полувариограммы или из математического выражения, описывающего ее вид. После вычисления весов, значение параметра в точке p можно определить из выражения:

$$\bar{Y}_p = W_1 \cdot Y_1 + W_2 \cdot Y_2 + W_3 \cdot Y_3$$

Для сравнения полиномиальной аппроксимации и метода крайгинга по семи точкам $\{(x_i, y_i)\}: \{(1,13); (2,11); (3,14); (4,12); (5,15); (6,16); (7,17)\}$ были построены по методу крайгинга - поверхность с вертикальным разрезом, а с использованием полиномиальной аппроксимации – линии трендов на плоскости. Построение аппроксимирующей кривой методом крайгинга было осуществлено с помощью программы «Surfer» Golden SoftWare с использованием линейной модели вариограммы. Полиномиальные аппроксимации были получены в программе Ms Excel. Сравнение методов проводилось графически, а также по величине достоверности аппроксимации R^2 , приведенной в таблице.

Таблица

Оценка достоверности аппроксимации

Полиномиальная аппроксимация			Крайгинг	
Степень 3	Степень 4	Степень 5	Шаг сетки 6/49	Шаг сетки 6/9999
0,794	0,795	0,847	0,971	~1

Как видно из таблицы, при высокой плотности сетки метод крайгинга является интерполяционным методом [4], несмотря на его аппроксимационную постановку. Так, для линейной модели вариограммы результаты крайгинга на мелкой сетке практически схожи с линейной интерполяцией.

Литература

1. Ворошилов В. Г. Математическое моделирование в геологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – 124 с.
2. Девис Дж. С. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 292 с.
3. Давид М. Геостатистические методы при оценке запасов руд. – Л.: Недра, 1980. – 360 с.
4. Масюков А.В., Масюков В.В. Итерационный метод интерполяции, основанный на масштабируемом сглаживании // Математическое моделирование. – 2005. – Т. 17. – № 2. – С. 46–56.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ЛУГИНЕЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

К.А. Княжев¹

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско²

¹ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, г. Томск, Россия

²Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За период разработки месторождения различным видам геолого-технологических мероприятий (ГТМ) подвергнуты 234 добывающие скважины Лугинецкого месторождения, что составляет 46 % от пробуренного фонда скважин. В общей сложности на скважинах проведено 424 скв.-операции. Все реализованные на скважинах мероприятия можно условно разделить на несколько основных групп:

- уплотняющая перфорация (также в комплексе с физическим или химическим воздействием),
- физические методы,
- химические методы,
- химические методы в комплексе с физическим воздействием,
- гидроразрыв пласта (ГРП).

В таблице представлены результаты оценки дополнительного отбора нефти, продолжительности эффекта по основным видам воздействия без учета работ по гидравлическому разрыву пласта.

Таблица

Сравнительная характеристика эффективности различных видов ГТМ

Мероприятие	Накопленная доп. добыча нефти, тыс. т	Доп. отбор нефти на 1 скв.-операцию, тыс. т	Средняя прод. эффекта, мес.
уплотняющая перфорация	53,6	0,44	11,6
уплотняющая перфорация + физ. воздействие	1,33	0,33	18
уплотняющая перфорация + хим. воздействие	11	0,6	12,4
физические методы	6,1	0,2	8,4
химические методы	3,5	0,06	4,3
в том числе: СКО	0,6	0,06	4,7
БСК	0,7	0,05	5
ГКО	2,2	0,11	4
комплексные обработки	2,3	0,09	4,7

Несмотря на то, что по кратности увеличения дебита нефти (рисунок) преимущество уплотняющей перфорации в чистом виде и в комплексе с другими методами воздействия над остальными видами ГТМ незначительно, максимальная продолжительность эффекта, наибольший дополнительный отбор нефти, приходящийся на 1 скв.-операцию, и большой объем проведенных работ обеспечили наибольший накопленный дополнительный отбор нефти в сравнении с другими видами ГТМ.

Из физических методов воздействия на долю виброволнового приходится порядка 5 тыс. т дополнительно отобранной нефти. По сравнению с другими видами ГТМ физическое воздействие на призабойную зону пласта по эффективности характеризуется как «среднее».

По результатам проведенных расчетов обработка призабойной зоны различными кислотами по сравнению с другими видами ГТМ имеет самое низкое значение дополнительной добычи нефти, приходящейся на 1 скв.-операцию, и минимальную продолжительность эффекта.

С конца 2003 года на Лугинецком месторождении сервисными компаниями «Schlumberger» и «МеКаМиннефт» проводятся работы по гидроразрыву пласта. В общей сложности этот вид ГТМ реализован на 52 добывающих скважинах. Для проведения ГРП выбраны скважины, пробуренные преимущественно в нефтяных оторочках основных объектов разработки – пластов Ю₁³ и Ю₁⁴. До проведения ГРП скважины эксплуатировались средним дебитом нефти 12,8 т/сут, жидкости – 13,9 т/сут, обводненность – 7,5 %. В результате проведения гидроразрыва среднее значение дебита нефти по скважинам возросло до 67,5 т/сут, жидкости – 120,3 т/сут, обводненность увеличилась до 47,7 %. Дополнительная добыча нефти оценивается в 677,8 тыс. т, на 1 скв.-операцию приходится в среднем 13,3 тыс. т дополнительно отобранной нефти. Оценка технологической эффективности по данному типу ГТМ является предварительной, так как большинство скважин в настоящее время эксплуатируются с дебитами нефти, превышающими базовые значения.

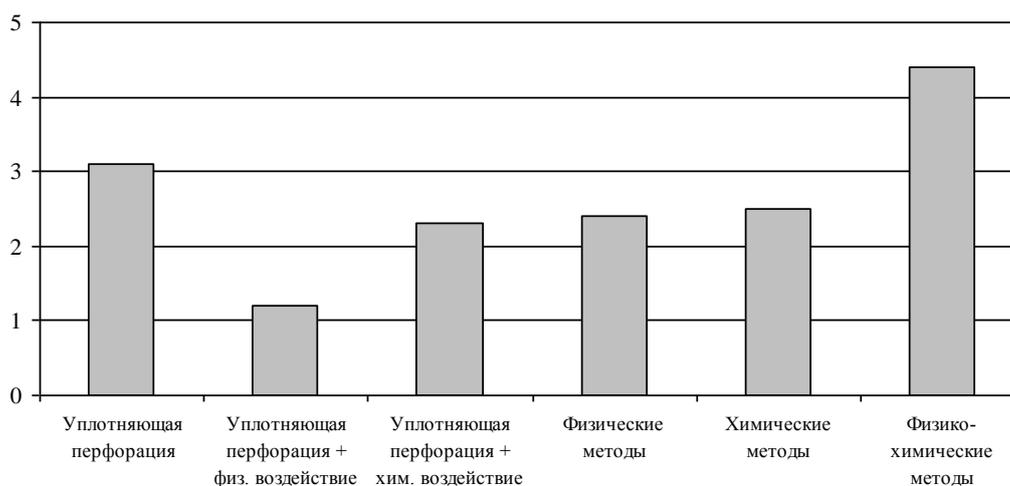


Рис. Соотношение дебита нефти до и после ГТМ по скважинам с положительным эффектом

Выводы:

- На примере Лугинецкого месторождения показано, что даже в сложнейших геологических и технических условиях при использовании современных технологий и технических средств при проведении гидроразрывов продуктивных пластов и моделирование процесса ГРП в скважине с учетом всей имеющейся промысловой информации позволяет получать значительные дополнительные отборы нефти.
- В условиях Лугинецкого месторождения из всех проведенных ГТМ наибольший эффект получен при проведении ГРП. Дополнительный отбор нефти за счет проведенных ГРП составил 677,8 тыс. т (13,3 тыс. т на одну операцию). При накопленной добыче нефти в целом по месторождению 15,5 млн т. эффект от ГРП составляет около 4,5 %.
- Все остальные виды ГТМ (уплотняющая перфорация, обработка призабойной зоны кислотами, воздействие на пласт перепадами давления) в большинстве своем не обеспечивают заметное повышение эффективности разработки месторождения. Эффект от обработок – менее 1% от накопленной добычи нефти по месторождению.
- Массовое применение гидроразрывов пластов (10–30 % от действующего фонда добывающих скважин) позволяет значительно интенсифицировать разработку всего месторождения.

ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМ ОБУСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

С.А. Малышев, Д.А. Полтавский

Научный руководитель заведующий группой технологии добычи О.В. Глазков

ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Восточной нефтяной компании», г. Томск, Россия

Современные условия нефтедобычи характеризуются тем, что для нефтедобывающих компаний все более актуальной становится проблема разработки малых месторождений [6]. Ранее разрабатывались крупные месторождения, но множество месторождений-спутников были оставлены до недавнего времени без внимания, как малые

месторождения – это, как правило, сложная геология, обусловленная разломами и литологической неоднородностью, риск неподтверждения запасов, удаленность от существующих коммуникаций и, зачастую, труднодоступность территории, как, например, пойменные участки Оби и заболоченные участки правобережья [1]. В настоящее время только на территории Томской области насчитывается свыше 20 мелких месторождений, нерентабельных или находящихся на грани рентабельности при использовании типовых решений обустройства. Достижение рентабельности видится авторам в комплексе решений, который охватывает как вопросы разработки, так и обустройства месторождения. Цель этих решений – не только повышение эффективности инвестиций, но и снижение технических (строительных и эксплуатационных) и экономических рисков. Для этого необходимо тщательное планирование, использование новых технических решений, управление рисками [2].

Практика разработки месторождений показывает, что доля затрат на обустройство для малых месторождений значительно выше, чем для средних и крупных, и может достигать 60 % [1]. Это подталкивает к поиску путей повышения рентабельности именно в этой затратной области. Наиболее приемлемый этап для поиска таких решений – это этап разработки проекта пробной эксплуатации (ПЭ) месторождения. На этом этапе проводится сравнительный анализ наиболее широкого спектра решений для внешнего транспорта продукции скважин, энергоснабжения, системы поддержания пластового давления (ППД), утилизации газа и подтоварной воды. Наиболее распространенным решением, применяемым при обустройстве крупных и средних месторождений, можно в качестве альтернативы противопоставить решения (таблица 1), основанные на оборудовании в блочно-модульном малогабаритном исполнении. Такие установки, как, например, мобильная блочная сепарационно-наливная установка (МБСНУ) и сепарационный блочно-комплектный автоматизированный комплекс (БАСКО) фирмы «Уралтехнострой», либо нефтегазодоразделитель с прямым подогревом (НГВРП), выпускаемый ОАО «Курганхиммаш», являются системами 100%-ной заводской готовности с высокой степенью автоматизации и требуют минимальных затрат при монтаже и эксплуатации за счет контейнерного исполнения. Еще одно исключительное достоинство блоков – их мобильность, возможность подбора под заданную производительность нескольких единиц модулей, минимум строительно-монтажных работ и удобство их демонтажа. Это позволяет повторное использование оборудования и допускает частичный возврат активов, что значительно снижает риски инвестирования, например, при неподтверждении запасов месторождения и других неблагоприятных изменениях.

Таблица 1

Альтернативные решения для обустройства мелких месторождений

Область технических решений	Средние и крупные месторождения	Мелкие месторождения
Нефтеборная сеть	Стальные сварные нефтепроводы	Сборно-разборные композитные конструкции
Подготовка нефти	ДНС с УПСВ, УПН по типовым схемам	Модульные малогабаритные ДНС, УПН; Без подготовки (транспорт под устьевым давлением)
Транспорт продукции	Трубопровод до магистрального нефтепровода	Автовывоз; Самотечный и мультифазный транспорт до ЦПС
Электроснабжение	От внешней ВЛ с подстанцией	Локальное: дизельные (ДЭС), газодизельные (ГДЭС), газопоршневые (ГПЭС) электроустановки
Утилизация газа	Трубопроводный транспорт; газотурбинные электростанции (ГТС)	Локальная выработка электроэнергии (ГДЭС, ГПЭС, ГТС); Водогазовое воздействие (ВГВ)
Система ППД	БКНС по типовым схемам	ППД «из скважины в скважину». Модульные малогабаритные КНС; КНС в составе модульных УПН

Для мелких и удаленных месторождений наряду со снижением затрат на объекты подготовки не менее весомыми могут быть экономические выгоды от оптимизации систем транспорта скважинной продукции и нефти. Выгодными могут быть как варианты с автотранспортом, так и варианты с перекачкой нефти от скважин под устьевым давлением до ближайшего крупного пункта сбора и подготовки. Очевидно, что при трассировке трубопроводов и коридоров коммуникаций в условиях высокой заболоченности территорий экономически выгодными являются трассы, проложенные не по кратчайшему расстоянию, а в обход болот и водоохраных зон. Так, например, строительство нефтесборных коллекторов и напорных нефтепроводов по болоту дороже на 10-50 %, чем строительство по суходолу, вследствие необходимости использования пригрузов и сложности производства работ на болоте. Для автомобильных дорог эта разница может достигать от 70 % до 300 %.

При проектировании электроснабжения выбор, как правило, стоит между локальной генерацией энергии и строительством объектов внешнего электроснабжения. С учетом особой важности утилизации попутного нефтяного газа и громадного роста тарифов на энергию привлекательным является локальное энергоснабжение. Сейчас на рынке оборудования представлен достаточно широкий спектр блочных электрогенерирующих установок (ЭУ) разной мощности (от 0,4 до 3 МВт), как российских, так и зарубежных производителей. Это газодизельные, газопоршневые и газотурбинные станции производства ЗАО «Грандмоторз», ООО «ПМС» (Ярославль), ОАО «Звезда-Энергетик», ADD, Caterpillar, Waukesha, Jenbacher. При дополнении их блочной системой утилизации тепла (СУТ) полностью решается вопрос теплоснабжения всех объектов обустройства малого месторождения.

В качестве примера реализации описанного подхода можно привести сравнительный анализ затрат на обустройство месторождения, выполненный авторами в рамках проекта пробной эксплуатации (ПЭ) [3]. Результаты анализа подтверждают преимущество использования блочного оборудования при обустройстве малых месторождений. В проекте были проанализированы два варианта обустройства малого Широкого месторождения, которое является спутником более крупного месторождения – Герасимовского и расположено вблизи мелкого Южно-Тамбаевского месторождения.

В варианте 1 на период пробной эксплуатации для Южно-Тамбаевского месторождений предусмотрено энергоснабжение от ПС 35/6 кВ, проектируемой на площади Южно-Тамбаевского месторождения, и транспорт мультифазного флюида по единому нефтепроводу под устьевым давлением до УПН «Герасимовское». Затраты на строительство объектов обустройства, эксплуатируемых обоими месторождениями, были разделены пропорционально их запасам.

В варианте 2 на период пробной эксплуатации предлагается предварительная подготовка нефти на МБСНУ и дальнейший вывоз продукции автотранспортом на УПН «Герасимовское». Энергоснабжение объектов Широного месторождения запроектировано от модульных газодизельных и газопоршневых электростанций. При этом исключена необходимость строительства ЛЭП и высоковольтных подстанций.

Таблица 2

Капитальные затраты на обустройство Широного месторождения на период пробной эксплуатации

Показатели	Стоимость с НДС, млн. руб.	
	Вариант 1	Вариант 2
Промысловое обустройство		
Нефтегесборные сети Ø 114 мм	0,00	0,73
Организация ППД	5,65	5,65
МБСНУ	0,0	12,8
Электроснабжение	19,2	24,7
Автовывоз КраЗ - 6443	0,0	4,5
Межпромысловое обустройство		
Внешний нефтепровод	38,7	0,0
Электроснабжение (внешние ВЛ)	25,0	0,0
Строительство внешней автодорог	55,0	45,8
Прочие затраты	14,35	9,42
Природоохранные мероприятия	15,79	10,36
Оборудование не входящее в сметы строек	10,62	10,62
Итого капитальных вложений	184	125

Несмотря на довольно высокую стоимость локальных электростанций, менее затратным (на 48 млн. руб.) является обустройство по предложенному авторами варианту 2. Еще одно преимущество данного варианта в том, что по истечении периода пробной эксплуатации или при неподтверждении запасов часть вложенных средств (порядка 20 млн. руб.) возможно вернуть путем повторного использования МБСНУ, блочных газодизельных и газопоршневых ЭУ на других, вновь вводимых малых месторождениях. Аналогичные расчеты по другим месторождениям [4], [5] показали, что предложенные схемы обустройства позволяют снизить риск инвестирования и достичь рентабельности для разработки месторождений, которые ранее представлялись нерентабельными. Оценка затрат показала, что грамотное применение комплекса вышеописанных решений позволяет снизить затраты на обустройство месторождений на 12–35 %.

Литература

1. Андреева Н.Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких месторождений. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 234 с.
2. Жак Борк и др. Принятие бизнес-решений по разведке и разработке месторождений через комплексное управление интегрированными проектами (IPM) // Нефтегазовое обозрение, 1998. – С. 16–33.
3. Проект пробной эксплуатации Широного месторождения // ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». – 2006.
4. Проект пробной эксплуатации Тагайского месторождения // ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» – 2003.
5. Техничко-экономическое обоснование ввода в разработку месторождений Карайско-Моисеевского лицензионного участка (49 блок) ОАО «Томскнефть» ВНК // ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», – 2005.
6. Шафраник Ю.К. О факторах, определяющих перспективы развития нефтяного комплекса России // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 10–13.

РАННЕЕ ГЛУБОКОЕ ОБЕЗВОЖИВАНИЕ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРООБЕЗВОЖИВАЮЩИХ УСТАНОВОК С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ЭЛЕКТРОДАМИ

В.А. Мальцев¹

Научные руководители профессор Н.Г. Квеско¹, ведущий специалист А.Н. Ширшов²

¹Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ООО «РолСиб», г. Томск, Россия

В последнее время приобретает все более острый характер проблема разработки новой эффективной технологии обезвоживания нефтей [1]. Это обусловлено рядом причин, основной из которых является повышенная обводненность продукции скважин большинства месторождений страны.

Прогрессирующая обводненность нефти требует повышенных энергозатрат на перекачку продукции скважин от места добычи до пунктов подготовки нефти и соответствующих затрат на перекачку отделенной пластовой воды в обратном направлении по водоводам системы поддержания пластового давления (ППД). Рост обводненности продукции

скважин влечет за собой повышение металлоемкости систем сбора за счет увеличения диаметров трубопроводов, интенсивный коррозионный износ труб, связанные с ним порывы трубопроводов и обусловленный этим ущерб, причиняемый окружающей среде, и затраты на ликвидацию последствий порывов. Перегрузка систем сбора из-за высокой обводненности продукции скважин затрудняет эксплуатацию продуктивных скважин.

Все это, вместе взятое, обуславливает крайнюю необходимость в децентрализации систем сбора, в реализации процесса отделения пластовой воды непосредственно в местах добычи нефти – в промежуточных и начальных точках системы сбора, вплоть до кустов скважин. При этом эффективность децентрализации систем сбора в значительной, определяющей степени будет зависеть от глубины предварительного обезвоживания. Идеальным представляется обезвоживание нефти до товарных показателей; в этом случае перечисленные проблемы решаются радикальным образом.

Вполне очевидно, что для реализации систем раннего глубокого обезвоживания нефти требуется, прежде всего, разработка безлюдной технологии обезвоживания, отличающейся предельной простотой и компактностью, отсутствием технологической инфраструктуры.

Опуская критические замечания относительно возможности применения традиционного термохимического способа для раннего обезвоживания нефти, можно сделать вывод о том, что разработка такой технологии возможна только на основе применения установок, базирующихся на использовании электрического поля, которые единственно могут соответствовать указанным требованиям. Дополнительное, существенное требование, предъявляемое к таким электрообезвоживающим установкам, – возможность их эффективной и надежной работы при разрушении высокообводненных водонефтяных эмульсий.

Из всей совокупности известных устройств для электрообезвоживания нефтей и нефтепродуктов этому требованию удовлетворяют устройства с изолированными (экранированными) электродами [2].

В устройствах с изолированными электродами практически исключается возможность межэлектродного электрического пробоя из-за образования цепочечных агрегатов из глобул пластовой воды, образующихся в объеме нефти под действием электрического поля.

К настоящему времени известны два типа устройств с изолированными электродами [2]. Электрическое поле в них создается соосными цилиндрическими электродами, в пространстве между которыми перемещается обезвоживаемая нефть. Обезвоживание нефти достигается, главным образом, за счет диполь-дипольного взаимодействия между поляризованными в электрическом поле глобулами воды, приводящего к интенсивному их укрупнению.

В устройстве первого типа [2] внешний, как правило, заземленный, электрод покрыт (экранирован) слоем твердого диэлектрика, исключающего протекание электрического тока между электродами при перекрытии объема нефти токопроводящими цепочечными агрегатами. Слабой стороной этого типа устройств являются сравнительно низкие значения разности электрических потенциалов, подаваемых на электроды, из-за ограниченной электрической прочности слоя диэлектрика, в связи с чем напряженность поля в объеме нефти и, соответственно, эффект обезвоживания имеют относительно низкие значения. Тем не менее при высокой обводненности нефти устройства этого типа позволяют отделить основную массу пластовой воды, представленную глобулами максимальных размеров.

В устройствах второго типа [3] используется жидкий диэлектрик, отделенный от потока нефти соосной с обоими электродами цилиндрической металлической перегородкой, расположенной на эквипотенциальной поверхности электрического поля и не влияющей на параметры поля в объеме нефти. При высоком значении диэлектрической проницаемости экранирующей жидкости потенциал внешнего электрода фактически переносится на поверхность металлической перегородки, результатом чего является возможность значительно повышать напряженность электрического поля в объеме нефти, увеличивая одновременно с повышением разности потенциалов на электродах толщину слоя жидкого диэлектрика. Предельная напряженность поля в этом случае определяется величиной, при которой цепочечные агрегаты перекрывают пространство между внутренним электродом и металлической перегородкой. Электрическое поле в объеме нефти исчезает, а приложенная разность потенциалов концентрируется на слое жидкого диэлектрика.

Наиболее эффективна работа устройств этого типа на нефтях со сравнительно низкой (порядка 5 %) обводненностью.

С точки зрения разработки технологии раннего глубокого обезвоживания нефти оптимальным представляется вариант сочетания установок с изолированными электродами обоих типов: отделение основной массы пластовой воды в установке с твердым диэлектрическим экраном и глубокое обезвоживание нефти в установке с жидким диэлектриком [3].

Необходимо заметить, что отсутствие в дисперсной системе поверхностно-активных веществ-деэмульгаторов исключает снижение межфазного («вода-нефть») поверхностного натяжения, результатом чего является затруднение образования прямых («нефть в воде») эмульсий в процессе отделения пластовой воды от нефти. Это в значительной степени определяет качество отделяемой от нефти и закачиваемой в пласт воды.

Отделенная пластовая вода закачивается или в ближайший водовод системы ППД, или непосредственно в нагнетательную скважину.

Литература

1. Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. – М.: Химия, 1979. – 216 с.
2. Степаненко А.Н., Виноградов В.М., Папко В.В. Об эффективности различных методов электрообезвоживания нефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело, 1982. – № 10. – С. 18–19.
3. Пат. РФ № 2056900 Россия МКИ В01Д 47/06/. Устройство для обезвоживания углеводородной жидкости. Ширшов А.Н., Иерафилов Н.С., КовальЕ.О., Сивиритов П.П.; Опубл.20.05. 1989. Бюл.№ 19.

**ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА
ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТНК – ВР В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
В.А. Мальцев, Д.О. Окишев**

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс разработки нефтяных месторождений и поддержание уровня добычи нефти сопровождается ростом обводненности продукции скважин, которая в настоящее время превышает в среднем по компании ТНК – ВР значение 80 % (объемных), по Самотлорскому месторождению значение показателя обводненности еще больше – свыше 92 %, а на некоторых объектах свыше 95 % [1]. Существующие технологические решения подготовки скважинной продукции Самотлорского месторождения были разработаны в 70–80 годах прошлого века, на сегодняшний день необходима их корректировка. Вопрос оптимизации технологических процессов на Самотлорском месторождении актуален как никогда, причин этому несколько:

- Износ технологического оборудования площадок подготовки продукции скважин (КСП, ДНС, УПСВ, ЦППН).
- Перегрузка объектов по воде и недогрузка по нефти.
- Необоснованно высокое количество аппаратов на существующих объектах.
- Высокая металлоемкость существующих объектов.
- Необоснованно высокая стоимость ремонтных работ.
- Снижение себестоимости подготовки продукции скважин.
- Ужесточение требований к объектам нефтедобычи со стороны государственных органов власти.
- Ужесточение экологических требований, требований техники безопасности к проектированию объектов наземной инфраструктуры.
- Ужесточение требований к условиям труда.

В период 2000–2005 гг. часть крупных российских компаний (ЮКОС, Сургутнефтегаз, ЛУКОЙЛ) переориентировали свою техническую политику в части наземной инфраструктуры, отдав предпочтение предварительному сбросу воды на существующих ДНС. Данное мероприятие (подтоварная вода, подготовленная на ДНС, поступает под своим давлением на КНС, минуя технологическую цепочку и насосы откачки ЦППН) позволило на практике убедиться в своей привлекательности в сравнении с существующими технологическими цепочками (транспортировка подтоварной воды ДНС–ЦППН–КНС). Основные экономические выгоды были получены в результате:

- отказа от строительства части низконапорных водоводов и напорных нефтепроводов;
- уменьшения диаметра существующих напорных нефтепроводов при реконструкции;
- снижения затрат на электроэнергию (в среднем по компаниям затраты на перекачку воды колеблются в диапазоне 8 руб/м³);
- снижение затрат на ингибирование подтоварной воды.

Технологическая выгода заключается в повышении надежности и мобильности существующих схем подготовки, как показала практика многих предприятий, свои технологические режимы после строительства УПСВ сократились в несколько раз [2], [3]. Вышеупомянутая концепция повышает пропускную способность существующей наземной инфраструктуры в разрезе технологических площадок ДНС, напорных трубопроводов, цехов ППН, однако около 80 % трубопроводов (высоконапорные водоводы, нефтесбор) выпадают с общей схемы оптимизации системы подготовки и добычи продукции скважин. Между тем количество скважин для оптимизации добычи жидкости с каждым годом увеличивается, при этом система нефтесбора и высоконапорных водоводов не всегда обеспечивают увеличение добычи и обводненности продукции скважин. Наглядным примером служит объект ДНС-3 ОАО ТНК Нижневартовск, на котором при росте добычи жидкости в 1,5 раза, обводненность нефти увеличилась в 3 раза, что повлияло на работу как нефтесбора, так и ДНС – 3. Одним из технологических решений проблемы является расширение действующей системы нефтесбора, водоводов, и площадного объекта, альтернативой которому является строительство небольших компактных установок сброса воды на удаленных кустах или группах кустов вблизи действующих КНС.

В качестве альтернативного варианта вышеупомянутых технологий предлагается использование предварительного сброса воды. Суть предложения заключается в следующем: часть нефтесборных коллекторов проходящих вблизи действующей КНС (30–50 м) перенаправить на КНС для подготовки, подготовка продукции осуществляется в трехфазном аппарате, под давлением достаточным для дальнейшего транспортирования нефтегазовой смеси на пункт сбора (ДНС, УПСВ, ЦППН). При этом подтоварная вода подается на КНС с остаточным содержанием нефти не более 50 мг/л. Технология не предусматривает строительство дополнительных насосных станций, площадных объектов и существенное расширение действующих объектов.

Предложение позволит снять большую часть вышеупомянутых рисков, а именно снизить коррозионную активность перекачиваемой среды и линейные давления в трубопроводах, тем самым продлить срок «жизни» трубопровода. На сегодняшний день часть нефтяных компаний (ТНК–ВР, Роснефть, Хантымансийскнефтегазгеология) рассматривают варианты развития данного направления. По этому разработка новых технологий и совершенствование известных технологий схем аппаратов и мероприятий с целью предварительного сброса воды на кустах либо группах кустов является актуальной задачей.

Технологические риски связанные с внедрением проекта на месторождениях Западной Сибири: низкая температура продукции скважин (10–20 °С);

- высокие давления в предполагаемых точках установки аппаратов (0,9–4 МПа);
- вероятность получения подтоварной воды, неудовлетворяющей требованиям системы ППД (более 50 мг/л);
- недостаточный опыт применения подобных установок в России;
- увеличение численности персонала – безлюдные технологии с периодическим посещением.

На стойкость и эффективность разрушения эмульсии влияет большое число факторов: состояние бронирующих оболочек, состав и свойства нефти и пластовой воды, вязкость, плотность, размер глобул, наличие механических примесей, окислительные, конденсационные и другие процессы, происходящие в нефти и пластовой воде в связи с изменением термодинамических условий при движении продукции скважин [1].

Температурный интервал продукции от 10 до 20 °С для большинства нефтяных месторождений является тем критическим температурным интервалом, при котором возможна предварительная подготовка продукции обводненных газонасыщенных нефтяных скважин к расслоению, т.е. осуществление предварительного сброса воды. На

месторождениях Западной Сибири уже имеется опыт предварительного сброса воды (ОАО НК «Лукойл»). ОАО НК «Роснефть») при вышеуказанных температурах, в результате остаточная обводненность в эмульсии не превышает 5 %, содержание нефти в подтоварной воде до 50 мг/л, время нахождения продукции в аппарате составляет 15–30 минут, количество подаваемого реагента не более 30г/тону. В некоторых случаях (месторождения Татарии, Башкирии) процесс осуществляется при более низких температурах, 5–6 °С.

Диапазон давлений, при котором осуществляется эксплуатация месторождений, прямого влияния на процесс разделения не оказывает, промысловая практика подтверждает данное высказывание [1], [2]. Имеются научные работы, в которых отражены процессы разделения эмульсий уже в колоннах НКТ добывающих скважин [3]. Эта обнадеживающая информация подтверждает идею о целесообразности разделения нефти и воды в начальных участках системы сбора, которая может оказывать влияние на стабилизацию эмульсий. Однако для окончательного принятия решения по вопросу сегрегации фаз необходимо, проведение исследований.

Что касается обслуживания кустовых УПСВ, то необходимо отметить, что в зарубежной практике подобные установки не всегда являются объектами постоянного обслуживания. По мнению авторов, при разработке проектов кустовых УПСВ изначально следует исходить из необходимости их полной автоматизации с обеспечением передачи информации в диспетчерский пункт промысла. Автоматизированные УПСВ с «Безлюдной» технологией как объекты периодического посещения разрабатывались для Западной Сибири еще в 80х годах прошлого столетия, но не были завершены. Современное развитие систем управления процессами и возможности нефтяных компаний позволяют решить эту задачу на должном уровне надежности.

Важным вопросом промышленного внедрения установок являются вопросы критериев выбора места строительства. Критерии должны включать экономическую, технологическую, экологическую составляющую. Список основных критериев, по мнению авторов статьи, должен выглядеть следующим образом:

- Обводненность продукции скважин на входе в установку должна быть не менее 60 %. Удаленность потенциальной точки сброса от объекта инфраструктуры (ДНС, УПСВ, ЦППН) не менее 7 км.
- Ввод в эксплуатацию объекта должен соответствовать плану реконструкции (строительству) трубопроводов.
- Нагрузка на оборудование установки должно быть не менее 1000 м³/сут.
- Наличие КНС вблизи нефтесборных коллекторов.
- Благоприятные технологические условия для разделения эмульсий.
- Газовый фактор должен быть не более 250 м³/м³.
- Сбалансированность системы при реализации сброса.

Однако к обоснованию и строительству каждой конкретной точки сброса необходимо подходить индивидуально, учитывая уникальность месторождения, историю разработки, квалификацию персонала осуществляющего эксплуатацию данного месторождения, фирму разработчика оборудования, проектный институт.

Проведенный выше анализ проблемы подтверждает ожидаемую эффективность на месторождениях ТНК–ВР предварительного сброса воды в цепочке подготовки продукции скважин как перспективного направления с точки зрения развития технологии, экологической безопасности, экономии капиталовложений.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
2. Мошков В.К. Гизбрехт Д.Ю. Пивоварова С.Ф. Комплексные инженеринговые решения по сбору и подготовке нефти на Арланском месторождении // Нефтяное хозяйство, 2005 – № 7. – С. 31–35.
3. Тонов А.В. Технологические процессы и оборудование для подготовки нефтепромысловых вод. — М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2002. – 213 с.

О НАПРАВЛЕНИЯХ ПОИСКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ (УСТРОЙСТВ) ПО ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.О. Окишев¹

Научные руководители профессор Н.Г. Квеско¹, ведущий специалист А.Н. Ширшов²

¹Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ООО «РолСиб», г. Томск, Россия

Проблема конверсии лёгких газообразных углеводородов в более тяжёлые жидкие связана, в частности, с необходимостью утилизации больших объёмов попутно добываемых нефтяных газов. Получаемые в результате конверсии жидкие углеводороды, стабильные при нормальных условиях, могут быть закачаны в нефте- или конденсатопроводы.

Реализация разработанных к настоящему времени двухстадийных каталитических способов конверсии лёгких углеводородов требует сооружения технологически сложных производств, малорентабельных или вообще нерентабельных в условиях нефтяных промыслов [2].

Весьма перспективным в этом отношении представляется разработка технологии конверсии газов, основанной на использовании электрических разрядов различного типа [1]. Накоплен обширный теоретический и экспериментальный материал, подтверждающий правильность такого подхода к решению проблемы конверсии, реальность создания подобной технологии.

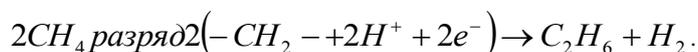
Однако элементарная оценка результатов реализации электрофизической конверсии (на экспериментальном уровне) с использованием известных на сегодняшний день устройств позволяет сделать вывод о малой их эффективности – низкие степени конверсии и высокие удельные затраты делают их нерентабельными. В связи с этим исключительно важной остаётся проблема разработки эффективных средств электрофизической конверсии газов, с чем тесно связан вопрос о правильном, научно обоснованном выборе направлений поиска эффективных технических решений.

В значительной степени ответы на поставленный вопрос могут быть получены исходя из термодинамических соображений.

Фактически все реакции превращения лёгких углеводов в более тяжёлые являются реакциями эндотермическими – величина свободной энергии продуктов реакции выше, чем у исходных веществ-реагентов. Это свидетельствует невозможности самопроизвольного протекания реакций конверсии ни при каких температурах.

Образование сравнительно тяжёлых жидких углеводов из исходных лёгких становится возможным, если исходная система первоначально переводится в промежуточное возбужденное состояние, характеризующееся, по сравнению с конечным продуктом, более высоким уровнем свободной энергии [3]. В таком случае реакция образования более тяжёлых углеводов будет носить экзотермический характер, сопровождающаяся возрастанием энтропии системы. Таким возбужденным состоянием системы является низкотемпературная плазма, образующаяся под действием электрофизических факторов.

Это можно представить, например, в виде следующей реакции:



Однако непосредственный переход от возбуждённого состояния к конечному продукту необязательно должен приводить к образованию только более тяжёлых молекул углеводов. Вывод системы из возбуждённого состояния сопровождается как образованием связей типа $-C-C-C-$, других межуглеродных связей, так и простой рекомбинацией атомов водорода с получением исходного реагента.

Эти, достаточно простые, соображения позволяют сформулировать два основных подхода в разработке технических средств (устройств) для эффективной конверсии лёгких углеводов в более тяжёлые.

1. Значение свободной энергии (в расчете на 1 моль) системы лёгких углеводов на определённую величину меньше свободной энергии системы жидких углеводов-продуктов реакции. В то же время величина свободной энергии системы жидких углеводов занимает промежуточное значение между свободной энергией системы в возбуждённом состоянии и свободной энергией системы исходных лёгких углеводов. Аналогично можно утверждать, что процессу образования связей типа $-C-C-C-$ из простейших углеводородных радикалов должен соответствовать уровень свободной энергии несколько меньший уровня свободной энергии системы в возбужденном состоянии.

В связи с этим вполне очевидным представляется необходимость перевода системы в исходное термодинамическое состояние через некоторое промежуточное состояние, характеризующееся уровнем свободной энергии, соответствующим образованию межуглеродных связей.

Так как энергия разрыва связей $C-C$ (6,2 эВ) выше энергии разрыва связи $C-H$ (5,5 эВ), то при понижении свободной энергии системы (на величину порядка 11 %) будут интенсивно идти процессы образования межуглеродных связей, увеличение углеродного скелета без рекомбинации атомов водорода.

При выводе системы из зоны электрофизического воздействия у укрупнённых углеводородных радикалов происходит замещение свободных связей атомами водорода и образование молекулярного водорода.

Таким образом, разрабатываемое устройство должно иметь две зоны – зону образования элементарных углеводородных радикалов и зону образования укрупнённых молекул. При этом для наиболее эффективного проведения процесса конверсии необходимо, по возможности, однородное распределение интенсивности воздействия электрического разряда по объёму каждой зоны.

2. Второе возможное направление в разработке устройства для эффективной конверсии лёгких углеводов относится к тем типам разрядов, которые по своей природе не обеспечивают однородность электрофизического воздействия. Неоднородность такого воздействия обуславливает, соответственно, и неоднородность термодинамических условий по объёму газовой системы. При этом только в части, большей или меньшей, объёма исходной газовой смеси под действием такого рода электрических разрядов происходит образование углеводородных радикалов с последующим их объединением в более крупные углеводородные молекулы.

Как правило, подобные электрические разряды характеризуются также и нестационарностью термодинамических параметров и, кроме прочего, неравновесностью протекаемых в разряде реакций. Последнее означает, что продукты, образующиеся в одном разряде, разрушатся при последующем разряде, в свою очередь продукты этого разряда разрушаются следующим с образованием новых продуктов и т.д.. В результате степень конверсии лёгких углеводов не может быть высокой.

Эффективными техническими решениями в этом случае могут явиться такие конструкции устройств, которые позволяли бы быстро, в момент образования удалять образовавшиеся тяжёлые углеводороды из зоны действия разряда во избежание разрушения их последующим разрядом.

Отдаленным, но все-таки примером такого технического решения может быть представлена каскадная схема из нескольких последовательно соединённых реакторов с барьерным разрядом. В этом случае образующиеся жидкие компоненты выводятся из процесса после каждого из реакторов.

Литература

1. Андреев А.Н. Органический синтез в электрических разрядах. – М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1953. – 315 с.
2. Пармон В.Н. и др. Переработка углеводородного сырья сибирских газоконденсатных месторождений в условиях жестких транспортных ограничений // Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока. – Томск: STT, 200. – С. 18–19.
3. Словецкий Д.И. Механизм химических реакций в неравновесной плазме. – М.: Наука, 1980. – 364 с.

О КАВИТАЦИОННОЙ ВИБРОВОЛНОВОЙ ОБРАБОТКЕ СКВАЖИН

М.В. Омелянюк

Армавирский механико-технологический институт, филиал
Кубанского государственного технологического университета, г. Армавир, Россия

Эксплуатация нефтяных скважин приводит к уменьшению их производительности, что связано с постепенным снижением пластового давления и с ухудшением пористости и проницаемости пород призабойной зоны пласта (ПЗП) вследствие закупорки пор песчаными, глинистыми, парафиновыми, солевыми и прочими частицами, с увеличением обводненности извлекаемой нефти из-за повсеместного нагнетания воды в пласт и другими причинами.

В результате удается извлечь из пласта в лучшем случае около 45 % первоначального запаса нефти. По мнению некоторых исследователей за весь период разработки нефтяных месторождений мира в недрах оставлено не менее 80 млрд. т нефти, что сравнимо с разведанными запасами нефти в России. Согласно данным западных специалистов только к 2020 году можно достичь коэффициента извлечения легких нефтей на уровне 65 %, а к 2050 году – 70 %.

Наряду с этим более 35 % существующего фонда скважин находится либо в простое, либо отнесено к низкодебитному фонду. При применении новых технологий ремонта и усовершенствованного оборудования они могут стать существенным источником получения дополнительной нефти.

В 60-х годах на нефтяных месторождениях СССР начали применять воздействие упругими колебаниями на призабойную зону пласта с помощью спускаемых в скважины различных забойных устройств. Именно в этом направлении были достигнуты наиболее впечатляющие результаты использования виброволнового метода для повышения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Закономерности процессов раскольматации и очистки пористых сред в водоносных и нефтенасыщенных пластах имеют общую природу [1]. Технологические операции обработки нагнетательных и добывающих скважин с применением виброволнового воздействия с целью очистки пористых сред от загрязнений также используются для обработок водозаборных скважин, которые заметно понизили свою продуктивность в результате заиливания, засорения фильтра водоносного пласта мелкодисперсными механическими и глинистыми кольянтами.

Наиболее распространены в отечественной практике методы раскольматации скважин, использующие эффект гидродинамической кавитации высоконапорных струй жидкости [1], [3]. Однако степень развития кавитации, эрозионная способность кавитационных струй, амплитудные и частотные характеристики высоконапорных кавитационных струй при использовании различных генераторов кавитации и промывочных жидкостей, а также при работе на различных напорных и температурных режимах могут отличаться в десятки раз.

Анализ литературы, содержащей результаты теоретических, экспериментальных и опытно-промысловых исследований кавитационных высоконапорных струй, показал, что одним из основных факторов, сдерживающих использование кавитационных эффектов в данной области, является неопределенность в вопросе о принципиальной возможности генерирования кавитации в высокоскоростных гидравлических потоках с параметрами противодействия, соответствующими пластовым условиям, особенно для глубоких скважин.

Результаты частных экспериментальных исследований [6] свидетельствуют об исчезновении кавитации при повышении противодействия от 0 до 2,0 МПа и, соответственно, невозможности проявления кавитации при высоконапорном истечении воды с соответствующими пластовым противодействиями (порядка 20–30 МПа). По результатам экспериментальных исследований [6] определена зависимость изменения относительной длины видимой зоны кавитации \bar{X} от давления жидкости перед соплом и противодействия, которая может быть представлена в виде:

$$\bar{X} = \frac{0,8}{P}, \quad (1)$$

где $\bar{X} = \frac{l}{d_o}; \bar{P} = \frac{P_k}{P_o};$

l — длина видимой зоны кавитации, м;

d_o — диаметр сопла, м;

P_k — противодействие в затопленной полости, МПа;

P_o — давление на срезе сопла, МПа.

Результаты проведенных экспериментальных исследований [2] свидетельствуют о возможности проявления кавитации при условии:

$$P_2 \leq 0.8P_1; \quad (2)$$

где P_1 — давление нагнетания жидкости (перед соплом);

P_2 — противодействие в области, в которую происходит истечение жидкости.

При этом не учитываются параметры и свойства жидкости, геометрические характеристики проточной части сопла (генератора кавитации), которые значительно влияют на степень развития кавитации.

В работе [3] представлена многокритериальная математическая модель, которая позволяет оценить критические условия, требуемые для генерирования кавитации. Скорость потока воды в насадке для достижения предельных условий (разрыва жидкости) определяется по формуле:

$$W_{np} = \sqrt{\frac{2rV'\Delta t_{np}}{T(V'' - V')}} \quad (3)$$

где W_{np} — предельная скорость потока;

r — удельная теплота парообразования;

Δt_{np} — предельное значение начального недогрева рабочей жидкости;

T — абсолютная температура;

V'' , V' – удельные объемы паровой и жидкой фаз.

Авторами [3] обосновывается невозможность создания кавитации в скважинах глубиной свыше 2000 м, а для практического снижения критической скорости рекомендуется добавлять к промывочной жидкости поверхностно-активных веществ (ПАВ). Однако имеются экспериментальные данные о том, что добавка ПАВ увеличивает геометрические характеристики кавитационной каверны при струйном истечении, но при этом снижает ее эрозионную способность, поскольку парогазовые полости выполняют роль демпфера.

Указанные теоретические и эмпирические зависимости (1–3) не учитывают геометрические характеристики (конфигурацию проточной части) генераторов кавитации (сопел).

Экспериментальными и опытно-промышленными исследованиями ([4], [5]) особенностей генерирования кавитации в высокоскоростных гидравлических потоках при использовании кавитационной эрозии для интенсификации процессов гидродинамической очистки технологического оборудования (насосно-компрессорных труб, рабочих органов электроцентробежных насосов, теплотрасс, паро-, водогрейных котлов, рубашек охлаждения газоперекачивающих агрегатов и компрессоров, кожухотрубных теплообменников, гидротехнических сооружений и пр.) от различных отложений установлено, что на степень развития кавитации в высоконапорных струйных потоках, ее эрозионную способность и звуковые эффекты, сопровождающие схлопывание кавитационных пузырьков, значительное влияние оказывает конфигурация проточной части генераторов кавитации (сопел). В соответствии с этим представляется научно и технически востребованным проведение экспериментальных исследований особенностей генерирования кавитации в высокоскоростных гидравлических потоках для различных жидкостей с переменной температурой с помощью разработанного стенда, моделирующего скважинные условия (с соответствующим противодавлением), с применением гидродинамических кавитаторов (сопел) различных конструкций.

Экспериментальные исследования забойных механизмов в условиях, приближенных к натурным, обеспечат оптимальный режим обработки, при котором происходит максимальное преобразование энергии генератора колебаний в энергию пульсирующих фильтрационных потоков в пористых средах интервала продуктивного пласта, обеспечивающих разрушение и удаление кольматирующих частиц фильтра скважин и ПЗП. Это позволяет оптимизировать расходно-напорные характеристики виброобработок, рационально использовать нефтепромысловое оборудование, повысить эффективность операций по интенсификации добычи нефти и повышению приемистости нагнетательных и продуктивности водозаборных скважин.

Литература

1. Дыбленко В.П., Камалов Р.Н., Шарифулин Р.Я., Туфанов И.А. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия, 2000. – 248 с.
2. Запорожец Е.П., Зиберт Г.К., Запорожец Е.Е. Гидродинамическая кавитация (свойства, расчеты, применение). // Обз. Инф. Серия «Подготовка и переработка газа и газового конденсата». – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – 130 с.
3. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
4. Омелянюк М.В. Разработка технологии гидродинамической кавитационной очистки труб от отложений при ремонте скважин: Дис. ... канд. техн. наук. – Краснодар, 2004. – 214 с.
5. Печерица Н.А., Шубин Е.Ф., Мартиросян В.Б., Омелянюк М.В. Опыт очистки нефтепромыслового оборудования от солей природных радионуклидов в ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»–СТАВРОПОЛЬНЕФТЕГАЗ // . Сборник научных трудов по результатам научно-технологических работ за 2004г. – М.: ОАО «ЦНИИТЭнефтехим», 2005. – Т. 6. – С. 300–304.
6. Родионов В.П. Моделирование кавитационно-эрозионных процессов, возбуждаемых гидродинамическими струйными излучателями: Дис. ... докт. техн. наук. – С-Петербург, 2001. – 423 с.

ОЦЕНКА РАДИАЛЬНОГО ГРАДИЕНТА ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

А.В. Паршин, О.Б. Хамитов

Научный руководитель доцент А.Ш. Рамазанов

Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

При наличии теплообмена по мере движения жидкости вдоль трубы наблюдается прогрев или охлаждение пристенных слоев. При этом в начале трубы центральное ядро жидкости сохраняет температуру, равную температуре на входе, и в теплообмене не участвует. Изменение температуры происходит в пристенных слоях. Таким образом, у поверхности трубы в ее начальной части образуется тепловой пограничный слой, толщина которого по мере удаления от входа увеличивается. На определенном расстоянии от входа тепловые пограничные слои смыкаются, в дальнейшем вся жидкость участвует в теплообмене, и безразмерный профиль температуры $y = (T - T_{\bar{n}\delta}) / (T_0 - T_{\bar{n}\delta})$ для несжимаемой жидкости остается неизменным по длине трубы.

Актуальность работы объясняется тем, что в методе скважинной термометрии измерение температуры осуществляется в стволе самой скважины. Существующие методики измерений и интерпретации термограмм исходят из допущения о пренебрежимо малой величине радиального градиента температуры.

Если для развитых турбулентных потоков в высокодебитных скважинах это допущение представляется почти очевидным фактом, то для малодебитных скважин с ламинарными потоками оно требует обоснования.

Скважина – вертикальная труба круглого сечения радиуса R , контактирующая с горными породами. Начальное распределение температуры – геотермическое. Движение жидкости сверху вниз.

Рассматривается ламинарное стабилизированное течение жидкости с постоянными физическими свойствами. Заданными являются расход жидкости, температура окружающей среды и температура на входе в трубу.

Идея заключается в следующем: чтобы для величины радиального градиента температуры получить оценку сверху, нужно на границе $r = R$ поддерживать начальное геотермическое распределение. Максимальный теплообмен приведет к увеличению радиального градиента температуры.

Уравнение энергии жидкости для стационарного случая имеет вид:

$$w_x \frac{\partial T}{\partial x} = a \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial T}{\partial r}, \quad 0 < r < R, \quad x > 0, \quad (1)$$

$$T|_{x=0} = T_1; \quad T|_{r=R} = T_0 + Gx.$$

Здесь $w_x(r) = 2\bar{w}(1 - \frac{r^2}{R^2})$ – распределение скорости течения по радиусу трубы, $\bar{w} = \frac{Q}{\pi R^2}$ – средняя скорость, a – температуропроводность, G – геотермический градиент, Q – дебит.

Для поиска решения задачи используется переход к безразмерным переменным. При этом сначала решение ищется для постоянной единичной температуры стенки, а затем, используя теорему Дюамеля, для переменной температуры стенки.

На основе решения проведены расчеты изменения температуры с глубиной для случаев закачки горячей (рис. 1) и холодной воды (рис. 2) в ствол скважины.

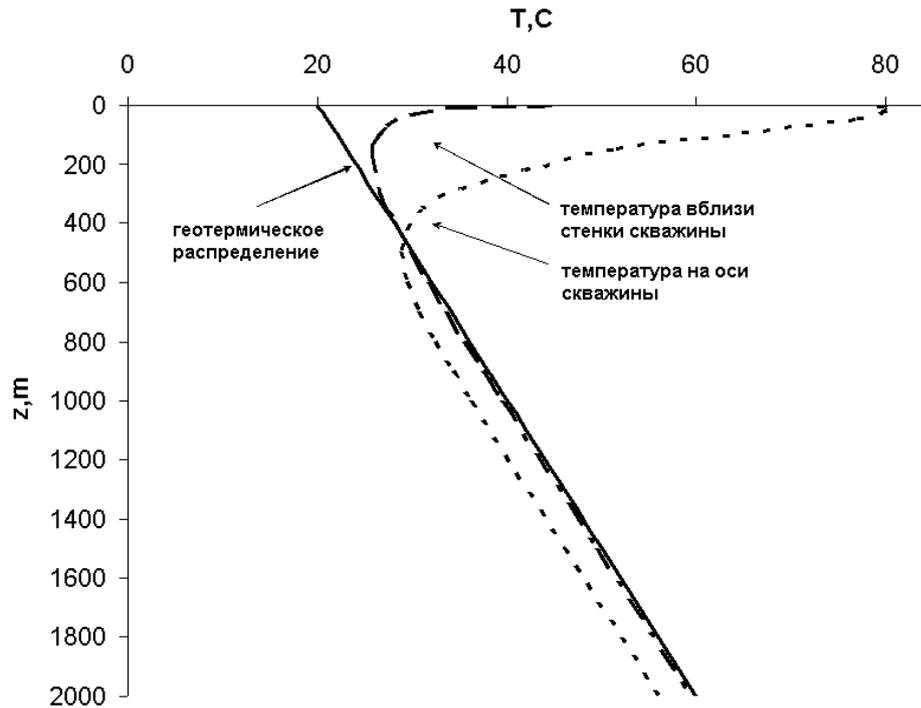


Рис. 1. Распределение температуры вдоль ствола скважины для случая закачки горячей воды

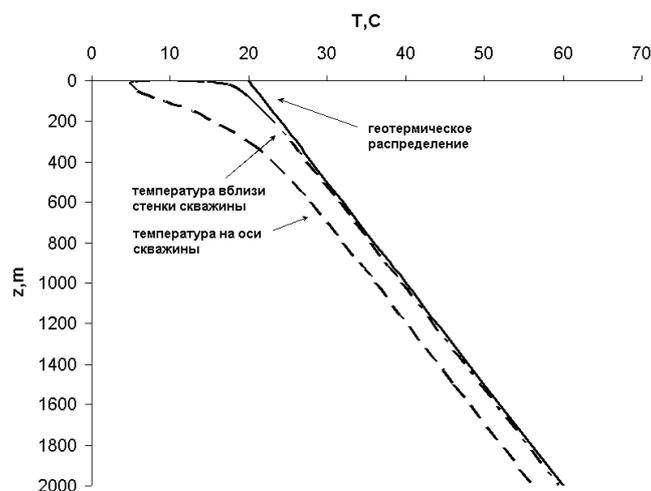


Рис. 2. Распределение температуры вдоль ствола скважины для случая закачки холодной воды

Из обоих рисунков видно, что после некоторой глубины разница температур вблизи стенки скважины и на оси скважины перестает меняться. Этот факт позволяет получить точное решение задачи (1), которое дает выражение для оценки максимальной разницы температур на оси и вблизи стенки скважины:

$$\Delta T = \frac{3}{8\pi} \frac{QG}{a} \quad (2)$$

Максимальная разница температур в случае ламинарного потока не может быть больше 5 К для воды, а для нефти 10 К.

Анализ решения и полученных графиков показал:

- величина радиального градиента температуры зависит от диаметра скважины, дебита, величины температуропроводности и геотермического градиента;
- на глубинах больше 500 м градиент температуры перестает зависеть от глубины;
- решение задачи о максимальном градиенте для стационарного случая ламинарного течения показывает различие температур на стенке скважины и в ее центре. Это необходимо учитывать в измерениях;
- при турбулентном режиме течения должна существенно увеличиться интенсивность переноса теплоты по сечению ствола скважины за счет перемешивания жидкости, что приведет к уменьшению величины радиального градиента температуры.

Литература

1. Исаев С. И. Теория тепломассообмена. – М.: МГТУ имени Н.Э. Баумана, 1997. – 346 с.
2. Кейс В.М. Конвективный тепло- и массообмен. – М.: Энергия, 1972. – 443 с.
3. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – М., 1967. – 204 с.

ПРОБЛЕМЫ КОРРЕКТНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА СКВАЖИНАХ

Ф.С. Стрельцов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время для получения характеристик состояния призабойной зоны скважины и пласта используются как геофизические, так и гидродинамические методы. Однако ввиду того, что гидродинамические исследования на порядок дешевле геофизических, предпочтение отдается первым [1].

Как известно, современные гидродинамические методы проводятся как при помощи устьевых, так и при помощи глубинных приборов. Согласно статистике доля устьевых замеров значительно превышает долю глубинных, несмотря на неоспоримость того, что последний тип замера гораздо точнее.

Использование метода со спуском глубинных приборов в скважину осложнено разного рода факторами: необходимость периодического скребкования скважин, наличие посторонних предметов в скважине, механические нарушения и проч. Основной же проблемой низкого процента глубинных исследований является то, что основной фонд скважин работает механизированным способом, и проведение глубинных исследований связано со спускоподъемными работами и, следовательно, большими потерями в добыче и финансовыми потерями. Частично данная проблема решается за счет датчиков погружной телеметрии (ТМС), установленных на подземном оборудовании, но, к сожалению, они установлены далеко не всегда.

Насколько качественны замеры при помощи устьевых приборов? Стоит отметить, что прослеживание кривой восстановления уровня не подразумевает прямых замеров забойного давления, чем вызывает много споров по поводу применимости данного метода. В то же время неоспоримым является тот факт, что замер динамического и статического уровней остается одним из приоритетных способов мониторинга скважины.

В 2005 году компанией СИАМ был проведен ряд работ на одном из месторождений прикаспийского региона. Данное месторождение характеризуется довольно высокой вязкостью нефти, высокой смолистостью и парафинистостью. Работы заключались в проведении параллельных и глубинных, и устьевых исследований на скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), с целью определения сходимости полученных результатов.

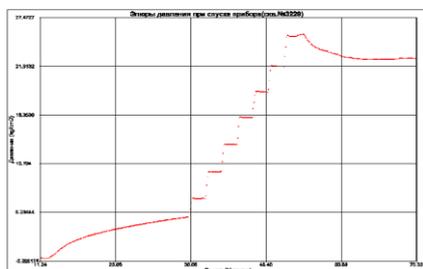
Для решения данной задачи, естественно, наиболее правильным было бы проведение глубинных исследований с размещением глубинных манометров под насосом, но ввиду необходимости спускоподъемных работ проведения данных видов исследований не одобрялось руководством промысла. В результате было решено проводить спуск глубинных манометров по межтрубному пространству между насосно-компрессорными трубами (НКТ) и ЭЦН, чему благоприятствовала эксцентricность колонны. Следует отметить, что проведение данного вида работ связано с рядом осложнений, а именно: перед спуском прибора необходимо полностью «стравливать» все затрубное давление, что приводит к резкому увеличению количества пены в затрубье, изменению режима работы скважины и большому влиянию коэффициента ствола скважины.

Во время спуска прибора производился поинтервальный замер давления и температуры, что позволило четко определить по изменению плотности флюида интервал истинного уровня жидкости в скважине. На рисунке приведен образец проведения анализа по определению уровня жидкости в скважине с помощью глубинного прибора.

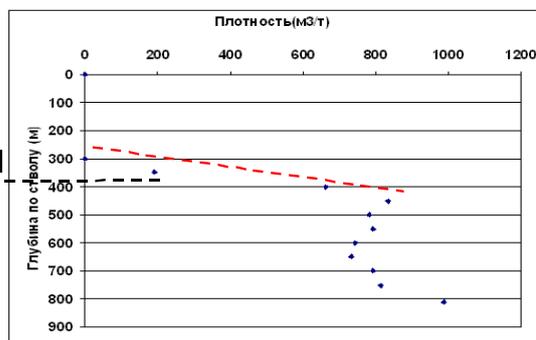
После этого проведено сопоставление полученных динамических и статических уровней устьевым и глубинным прибором (табл. 1). Как видно из полученной таблицы замеры, сделанные уровнемером, в ряде случаев значительно отклоняются от показаний глубинного манометра. В первую очередь это объясняется присутствием пены в скважине. Для проверки единственности этой причины на скважине 1683 производился замер с отжимом пены. Как видно из таблицы, расчетный уровень также существенно отличается от полученного глубинным замером, что говорит о некорректности расчета уровня по данным эхограмм. Как выяснилось, на данном месторождении для определения уровня жидкости используются поправки на скорость звука, выполненные достаточно давно. Все это указывает, что для качественного определения уровня жидкости устьевым прибором (без учета погрешности на присутствие пены) необходимо периодически проводить повторные замеры скорости звука в скважинах и корректировать поправки.

Нетрудно понять, что кривые восстановления давления (КВД) по результатам прямых замеров и кривые, полученные в результате пересчета кривых восстановления уровня (КВУ), довольно различны. По всем скважинам были отдельно просчитаны гидродинамические параметры по КВД и КВУ в отдельности. В результате были получены следующие значения (табл. 2).

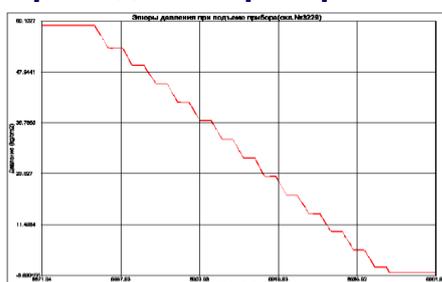
Эпюры давления при спуске



Ндин



при подъеме прибора



Нстат

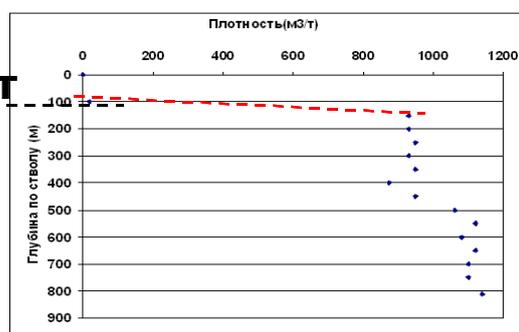


Рис. Анализ плотности жидкости в затрубном пространстве по данным глубинных замеров

Таблица 1

Сопоставление динамических и статических уровней

№ СКВ.	Рзатр дин./ стат. (атм.)	Интервал в котором находится уровень в затрубном пространстве по результатам записи эпюр. (Забойное/ Пластовое), м.	Динамический/статический уровень рассчитанный исходя из существующей таблицы поправок для скорости звука (Забойное/ Пластовое), м.
1244	0.1	100-150	171
	0.7	0-50	52
1682	3.2	300-350	325
	0.1	100-150	77
3229	2.9	0-450	371
	0.1	100-150	109
1683	7.7	650-700	561
	0.9	200-250	171

Как видно из полученных данных, метод КВУ (с учетом того, что метод КВД более точный) дал существенные погрешности результатов интерпретации. На основании вышеперечисленного можно сделать вывод, что, несмотря на явные плюсы метода КВУ, применять данный метод можно только в совокупности с комплексом дополнительных исследований по определению дополнительных корреляций и при строго определенной методологии проведения КВУ. Как правило, данные дополнительные работы не проводятся, так как тоже требуют дополнительных затрат.

Готовы ли нефтяные компании пойти на существенное снижение качества полученных результатов за счет экономии финансов и трудозатрат, решать им.

Гидродинамические параметры по КВД и КВУ

№ скважины	Вид исследования	Проницаемость (мД.)	Скин фактор
1244	КВУ	141.5	-1.8
1244	КВД	115.7	-1.3
1682	КВУ	174.3	0.5
1682	КВД	77.8	0.1
1683	КВУ	58.4	-2.4
1683	КВД	30	-3.4
3229	КВУ	192.7	0.9
3229	КВД	143.7	1.68

Литература

1. Минеев Б.П., Сидоров Н.А. Практическое руководство по испытанию скважин. – М.: Недра, 1981. – 280 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ПРОМЫСЛА М.Г. Сваровская

Научный руководитель профессор, Н.А. Сваровская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутный нефтяной газ представляет собой смесь газообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов (табл. 1), выделяющихся из пластовой нефти в процессе ее естественного разгазирования, вследствие снижения давления ниже давления насыщения, что происходит уже в насосно-компрессорных трубах и продолжается в системе промысловых трубопроводов по мере дальнейшего снижения давления.

В данной работе рассмотрены варианты эффективного использования попутного газа месторождений, расположенных на территории Томской области и площадях, близко прилегающих к ней, в основном это нефти Васюганской свиты (табл. 1). Они отличаются низкими значениями газового фактора (исключение составляет лишь Ломовое месторождение, так как залегают в наиболее жестких термобарических условиях: высокое давление насыщения и пластовая температура) как следствие недостаточного возраста для их добычи и относятся к категории незрелых нефтей.

Вопрос об использовании попутного нефтяного газа является проблематичным, потому как уникальная природная смесь летучих компонентов требует значительных капитальных вложений для приведения ее к нормативным показателям. В зависимости от существующих систем сбора и вариантов использования нефтяного газа промысловую нефть можно транспортировать до установки подготовки нефти (УПН), используя мультифазные насосные установки (рис. 1), направлять на сепарацию с последующей переработкой газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), утилизировать на компрессорных станциях (КС), газотурбинных установках (ГТУ) или осуществлять факельный дожиг. Мультифазные насосные установки для транспортировки продукции скважин в настоящее время широко применяются российскими нефтяными компаниями. На рынке они представлены двухвинтовыми насосными установками марками *Vornemann* [1], отечественными *A9 2BV* [2] и в меньшей степени спирально-осевые *Sultzer* [1].

Ряд недостатков применения подобных установок, такие как требуемое высокое давление на приём, высокая чувствительность к механическим примесям (песок, пропант), высокая стоимость запасных частей, невозможность учёта перекачиваемой продукции, а также значительные финансовые затраты, делают рентабельным их использование при наличии больших объёмов перекачки. Поэтому они успешно применяются в Тюменской области. В г. Чехове Московской области разработана система мультифазной технологии для перекачивания и учёта многофазной продукции скважин с учетом обозначенных недостатков. Однако эксплуатируемые месторождения Томской области оснащены двухтрубной системой сбора, что предусматривает отделение попутного газа от нефти. Первая ступень сепарации осуществляется на ДНС или УПСВ.

Таблица 1

Сводная характеристика месторождений Васюганской свиты и примерный компонентный состав нефтяного газа

Название месторождения	Удельный газовый фактор, м ³ /т	№ п/п	Компоненты	Компонентный состав, % моль
Западно-Моисеевское	17,24	1	Азот	4,68
Крапивинское	26,80	2	Углекислый газ	2,56
Двуреченское	36,20	3	Сероводород	0,00
Западно-Катыльгинское	42,80	4	Метан	62,58
Онтонигайское	49,50	5	Этан	9,24
Первомайское	49,60	6	Пропан	11,24

Лонтынь–Яхское	56,00	7	Изобутан	2,18
Катыльгинское	73,00	8	Нормальный буган	4,02
Северо–Олень	93,06	9	Изопентан	1,50
Олень	93,06	10	Нормальный пентан	0,95
Озёрное	104,00	11	УК гексан	1,05
Ломовое	187,00	12	УК гептан + высшее	0,003
			Всего	100

Рациональным направлением использования попутного газа является его переработка на газоперерабатывающем заводе (г. Нижне-Вартовск), где выделяются определенные фракции газа непосредственно под нужды заказчиков и потребителей. В настоящее время реализуется транспорт газа на ГПЗ с месторождений Стрежевского района Томской области: Вахского, Советского, Северного и Приграничного месторождений. Существует несовпадение плано-предупредительных ремонтов, производимых на ГПЗ в летнее время, когда наиболее необходима утилизация газа, так как в зимнее время он дополнительно используется для нужд жилищно-коммунального сектора.

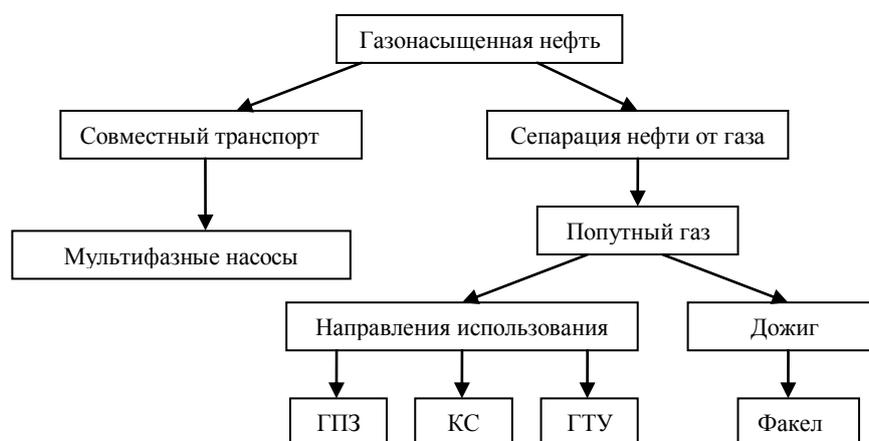


Рис. 1. Возможные пути использования попутного нефтяного газа

Необходимость построения газопроводной сети для транспортировки газа до поселков Пудино, Мыльджино, где построены газокomppressorные станции, на которой газ при высоком давлении закачивается в баллоны, не окупают её строительства, даже для Крапивинского месторождения, за счет небольших объемов добычи.

Альтернативой использования попутного газа служат ГТУ, на которых газ подготавливается для обеспечения энергией как жилищно-коммунального, так и промышленного сектора [3]. В г. Стрежевом в 2001 году ОАО «Томскнефть» ВНК построило собственную ЛЭП с целью сокращения затрат, так как «Томскэнерго», построившее имеющуюся к тому времени ЛЭП, установила за пользование высокие тарифы. В силу достаточного энергоснабжения до недавнего времени вопрос о возведении газотурбинных установок не поднимался. Специалисты компании одобрили строение ГТУ с целью снижения штрафных санкций в экологические надзоры за факельный дожиг газа, которые по каждому месторождению достигают нескольких млн. рублей в год.

В силу неполной утилизации газа его подают на факельный дожиг. Схемой сжигания газа (основной или резервной) снабжены все нефтяные месторождения независимо от наличия других утилизирующих установок. Такая схема весьма распространена и включает рабочие факельные системы высокого и низкого давлений. При выполнении расчетов по выбору установки факелов в настоящее время учитывают небольшое количество параметров, несмотря на то, что для проектных инженерных расчетов в ОАО «ТомскНИПИнефть» подается достаточно полная информация, включающая детальный состав газа. Расчет диаметра (d) ствола и головки факела проводится с использованием представленного аналитического выражения

$$d = \sqrt{\frac{Q}{c \cdot 3600 \cdot V_p}},$$

где Q – максимальный расчетный объем газа, сбрасываемый на факел, нм³/час; c – промысловый коэффициент, равный 0,785; V_p – рекомендуемая максимальная скорость сбросных газов, м/сек

Полученные значения диаметров грубо округляются до фактических, производящихся на предприятиях. Оценка высоты факельного ствола осуществляется с помощью моделирующей программы с учетом предельно допустимой плотности теплового потока. Для улавливания пленочной и капельной жидкости на коллекторах перед факелами высокого и низкого давлений устанавливаются факельные расширители вихревого типа индивидуального исполнения (ООО «Корпорация Уралтехнострой»).

Последствия попадания летучих углеводородов в атмосферу влекут нарушение функций лесов, вод, земель и их обитателей.

В XXI веке наблюдается значительные изменения в плане утилизации попутного нефтяного газа.

Литература

1. Кейлин Г.Н., Заровная Л.П. Многофазные насосные установки на базе двухвинтовых насосов фирмы "Vormann Pumps" // Нефтегазовые технологии. – М., 2001. – № 2. – С. 18–21.
2. Ситенков В.Т., Первозченко В.И., Осипов Е.Г., Титова Г.П. Насосное оборудование заводов изготовителей // Нефтегазовые технологии. – М., 2000. – № 6. – С. 39–42.
3. Южанинова Е.Г. Анализ системы сбора попутного нефтяного газа на месторождениях ТПП "ЛУКОЙЛ-ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ". – Томск, 2000. – 105 с.

ПРОЕКТ УСТАНОВКИ ДЛЯ РАСКОЛЬМАТАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

А.В. Табунчиков

Научный руководитель профессор В.П. Родионов

Армавирский механико-технологический институт, филиал

Кубанского государственного технологического университета, г. Армавир, Россия

В настоящее время в связи с ростом темпов потребления энергоносителей и минерального сырья и ограниченностью их запасов особую актуальность приобретают проблемы, связанные с осуществлением рационального недропользования. В нефтегазовой отрасли, наряду с поиском и разработкой новых месторождений, наиболее остро стоит вопрос повышения нефтеотдачи пластов. Инновационная деятельность в этой области имеет огромные перспективы, ведь при сравнительно небольших затратах на проведение мероприятий по повышению нефтеизвлечения на уже имеющихся скважинах, эффект может быть сравним с вводом в эксплуатацию новых скважин. В последнее время наряду с уже давно известными и не всегда эффективными методами восстановления дебита и интенсификации добычи, начинают применяться принципиально новые методы, основанные на различных физических эффектах и использовании высокотехнологичного оборудования, позволяющие добиться оптимального результата в каждом конкретном случае.

Одними из наиболее перспективных для дальнейшего совершенствования с целью повышения эффективности проведения работ по раскольматации и восстановлению дебита скважин представляются гидродинамические методы воздействия на продуктивный пласт ввиду их универсальности.

В Армавирском механико-технологическом институте на кафедре «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» проводятся масштабные НИОКР в области обеспечения применения струйной кавитации для решения различных задач в нефтегазовой промышленности. В настоящее время в рамках данных исследований разрабатывается проект установки для проведения работ по раскольматации и восстановлению дебита нефтяных и гидрогеологических скважин, сочетающего компрессионно-депресссионный (виброволновой) и кавитационно-эрозионный методы воздействия на призабойную зону продуктивного пласта.

Комплекс технологического оборудования для проведения работ по раскольматации скважин включает:

- насосную установку с приводом и средствами защиты от гидроудара;
- подъемник типа А-50 или АЗИНМАШ;
- колонну насосно-компрессорных труб необходимой длины;
- гидроударно-кавитационный генератор (ГКГ).

ГКГ размещается внутри эксплуатационной колонны в зоне расположения перфорационных каналов и скважинного фильтра. В ходе проведения работ ГКГ перемещается вдоль оси скважины для равномерной обработки продуктивного пласта.

При работе ГКГ происходит вращение гидродинамической головки и периодическое совмещение насадок с подводящими каналами, сопровождающееся истечением жидкости из насадок с формированием кавитационной каверны и интенсивным кавитационно-эрозионным разрушением отложений кольматантов на скважинных фильтрах, перфорационных отверстиях и в перфорационных каналах. Конструкция насадок – генераторов кавитации разрабатывались на основе результатов исследований стойкости различных отложений (от парафина до высокопрочных минеральных солей и бетона) к кавитационному разрушению на экспериментальном стенде.

При перекрытии гидродинамической головкой отверстий корпуса происходит резкое торможение потока, сопровождающееся обратным гидравлическим ударом. В результате в скважине происходят колебания динамического давления со значительной амплитудой (виброволновое воздействие). В результате осуществляется:

- расформирование загрязненных, низкопроницаемых прискважинных зон пластов и повышение их фильтрационных характеристик;
- раскрытие микротрещин и/или образование новых флюидопроводящих каналов;
- уменьшение вязкости нефти;
- разрушение пространственной структуры минеральных, смолистых и парафинистых соединений;
- увеличение приемистости, продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов.

Кроме того, возрастает подвижность границ раздела вода-нефть, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой, улучшается смачиваемость породы водой, возрастает скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную пористую среду. В связи с этим увеличивается коэффициент охвата залежи разработкой.

Предполагается, что данная конструкция ГКГ будет иметь следующие преимущества, обеспечивающие повышение эффективности проведения работ по раскольматации и восстановлению дебита:

- происходит комбинированное (виброволновое и кавитационное) воздействие;
- для удаления кольматантов используется как гидродинамическое давление струи жидкости, так и кавитационная эрозия, значительно увеличивающая интенсивность воздействия;
- возникают резонансные явления при схлопывании кавитационных каверн, увеличивающие амплитуду колебаний давления;

- имеется возможность регулирования рабочих параметров в широком диапазоне, чем достигается эффективность расколматации и восстановления дебита скважин различной конструкции и глубины.

В настоящее время осуществляется изготовление экспериментального образца ГКГ для проведения исследований на стенде с целью определения закономерностей интенсивности воздействия на кольматанты различной природы и определения оптимальных режимов работы. Предполагается проведение работ по восстановлению дебита гидрогеологических скважин для оценки эффективности воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта и в перспективе испытание на нефтяных скважинах различной глубины.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

М.А. Тукаев

Научный руководитель профессор С.К. Мустафин

Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

Технология заводнения широко применяется как вторичный метод увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. Впервые в мире заводнение было применено при нефтедобыче на месторождении Питхол-Сити (США, 1880 г.) [5].

В настоящем сообщении анализируется опыт применения заводнения на нефтяных месторождениях объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), где история применения эффективного заводнения началась 58 лет назад. Опыт, наработанный за этот период в старом регионе нефтедобычи, используется на объектах других НГП Российской Федерации (РФ).

Впервые для месторождений РФ заводнение как МУН применено при разработке Туймазинского месторождения Волго-Уральской НГП в 1948 г. [6].

Туймазинское месторождение приурочено к одноименной брахиантиклинали, осложняющий восточный склон Южного купола Татарского свода – крупнейшей структуры восточного флага Восточно-Европейской платформы. Основными продуктивными пластами месторождения являются песчаники и алевролиты муллинского (D_{II}) и пашийского (D_I) горизонтов девона, с которыми связаны 78% балансовых и 88% извлекаемых запасов, остальная часть запасов связана с терригенными отложениями бобриковского горизонта нижнего карбона и известняками фаменского яруса верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона.

Песчаники светло-и буровато-серые, кварцевые с небольшим количеством полевых шпатов и слюды. Пористость и проницаемость песчаников D_I и D_{II} изучена достаточно полно: пористость составляет в среднем по горизонту D_I 20–22 %, проницаемость 0,344–0,522 мкм². Пористость песчаников горизонта D_{II} примерно такая же – 21–22 %, средневзвешенная проницаемость 0,411 мкм² по основному пласту и 0,267 по верхнему.

Разработка Туймазинского месторождения начата в 1945–1946 гг. К началу заводнения (1948 г.) пластовое давление снизилось с 17,2 до 12,5 МПа по пласту D_{II} и до 11,8 МПа по D_I . С началом заводнения отмечается медленный рост пластового давления и повышение дебитов добывающих скважин [3].

Система заводнения в ходе разработки была трансформирована: от сочетания законтурного и внутриконтурного заводнения [6] перешли к внутриконтурному в сочетании с приконтурным. На поздней стадии разработки применяется очаговое заводнение и разукрупнение первоначальных блоков. Изменение системы заводнения вызвано перетоками жидкости из пласта D_{II} в пласт D_I , и оттоком до 50% объема нагнетаемой воды за контур залежей [3].

Совершенствование системы заводнения позволило повысить давление нагнетания с 4,0 до 16,5 МПа.

К 1990 г. средняя приемистость скважин снизилась примерно вдвое, по D_{II} с 1000 до 500–600 м³/сут, по D_I с 700–800 до 350–400 м³/сут. Пластовое давление в зоне нагнетания в 1965–1967 гг. увеличилось с 18–19 МПа до 21–21,5 МПа и удерживалось на уровне 19–20 МПа [3].

Применение заводнения привело к изменению состава закачиваемых вод, если в начале разработки закачивалась лишь пресная вода, то в последующем её доля снизилась до 12–13 %. Общая минерализация пластовых вод девонских коллекторов составляет 285 г/л, температура 30 °С.

Использование технологии заводнения на Туймазинском месторождении обеспечило достижение пика нефтедобычи уже в 1967 г.; при годовом темпе отбора 4,6 % (11,7 млн т), было отобрано 68 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ). При разработке заводнением в продуктивные отложения было закачено около 1,4 млрд м³ воды и отобрано более 1,3 млрд м³ жидкости. Из залежей в терригенных коллекторах девона с использованием этого метода отобрано в 2 раза больше нефти, чем удалось бы извлечь без заводнения.

Широкий спектр методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), используемый ОАО АНК «Башнефть» включает: гидродинамические (форсирование отборов жидкости – ФОЖ), оптимизацию плотности сетки скважин, циклическое заводнение, смену направления фильтрационных потоков, бурение горизонтальных скважин (ГС), боковых стволов (БС) и др., физико-химические (осадко-гелеобразующие технологии – ОГОТ), микробиологические, газовые и тепловые методы. В 2004 г. добыча нефти за счет МУН составила 2,15 млн т, что соответствует 17,9 % добываемой нефти в Компании. Разработана перспективная программа внедрения базовых и испытания новых МУН до 2015 г. [4].

Освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении – крупнейшем объекте УВ Волго-Уральской НГП позволило оптимизировать систему разработки, значительно повысить технико-экономические показатели нефтедобычи.

Ромашкинское месторождение крупнейшее (100x100 км) многопластовое нефтяное месторождением платформенного типа, приурочено к сводовой части Южного купола Татарского свода. Наиболее значимыми по величине запасов являются залежи нефти в терригенных коллекторах девона (пашийский D_I и кыновский D_0 горизонты), где сосредоточено более 80 % разведанных запасов УВ. Горизонты сложены песчано-алевролитовыми породами, состоящими из кварца с небольшим количеством полевых шпатов и слюды. Песчаники характеризуются проницаемостью 200–420 мД и пористостью 18,8–20,4 %. Залежи УВ пластово-сводового типа. Заводнение на месторождении применяется с 1954 г. и уже к 1976 г. объём закаченной жидкости достиг 2,13 млрд м³, что составило 104,7 % от добычи [1].

С начала разработки пробурено 19527 скважин (77,7% проектного фонда), из которых 13991 добывающих, 4498 нагнетательных и 1038 скважин других категорий.

С начала разработки по горизонтам Д_Г–Д_О добыто 90,0 % НИЗ, текущая нефтеотдача достигла 47,4 %. Отбор жидкости в пластовых условиях компенсирован закачкой воды на 108,8 %. Средневзвешенное пластовое давление составляет 16,2 МПа. Общая минерализация пластовых вод девонских коллекторов составляет 272 г/л, температура 40 °С [1].

Пик нефтедобычи, составивший 81,5 млн. т, был достигнут в 1970 г. Добыча нефти на уровне 80 млн т удерживалась в течение 6 лет. Начиная с 1975 г. при достижении отбора 53,9% НИЗ добыча начала падать и к 1994 г. снизилась до 13,0 млн. т (0,6 % НИЗ и 5,7 % текущих извлекаемых запасов).

Максимальный отбор жидкости из девонских коллекторов в 1985 г. составил 195,3 млн т при объеме закачки 204,0 млн м³, а в 1994 г. соответственно 98,8 млн т и 104,5 млн м³. Давление на устье нагнетательных скважин на отдельных площадях составляет 10,0–4,9 МПа, на забое добывающих скважин – 7,2–11,2 МПа. Средний дебит нефти снизился в 13,7 раза (с 63,0 до 4,6 т/сут), в то время как отбор жидкости снизился лишь в 1,8 раза (с 63,6 до 35,3 т/сут) [1].

С 1982 года по 2004 год на Ромашкинском месторождении зарегистрировано более 800 землетрясений, из которых примерно 60 имели интенсивность от 4 до 7 баллов. Наибольшее число землетрясений происходило на глубинах 1–3 км. Все землетрясения связаны с интенсивной добычей, а также с закачкой воды в скважины, которая ведется под давлением [7].

Нестационарное заводнение на Ромашкинском месторождении широко применяется. За счет циклической закачки воды с переменной направленности фильтрационных потоков жидкости в пласте в 1994 г. дополнительно добыто 1,8 млн т нефти. Применение нестационарного заводнения позволило дополнительно добыть 18,1 млн т нефти, снизить на 57 млн т отбор попутной воды и ограничить на 213 млн м³ непроизводительную закачку воды.

На форсированном режиме в настоящее время работают 398 девонских и 26 бобриковских скважин, а всего на этом режиме перебивало 1591 скважина. За счет форсированного отбора ежегодно добывают около 430 тыс. т нефти, а всего с начала применения метода добыто 7,7 млн т нефти.

Широкое применение гидродинамических МУН, контроля и регулирования процессов разработки обеспечивает около 40 % годовой нефтедобычи. За последние годы на Ромашкинском месторождении проведено 103 гидроразрыва пласта (увеличение дебита в 2,5 раза) [1].

Широкие возможности открываются при внедрении систем разработки с бурением ГС. В пробуренных «Татнефть» 63 ГС дебиты в среднем оказались в 5 раз выше по сравнению с обычными скважинами.

Применение третичных МУН, которыми охвачено около 300 млн т запасов, позволило дополнительно добыть 12,4 млн т нефти. В комплексе используются 25 МУН (78 технологий). Наибольший объем добычи нефти обеспечивается закачкой серной кислоты (АСК) и ПАВ (86 %); применяются закачки тринатрийфосфата (ТНФ), серно-кислого глинозема (СКГ), водорастворимых полимеров, полимерно-дисперсных систем (ПДС), эфиров целлюлозы (ЭЦ) и др. [1]. Новые МУН необходимо применять в комплексе с совершенствованием заводнения и оптимизацией сетки скважин.

Заводнение, являясь весьма эффективным МУН, имеет и ряд недостатков. Разработка неоднородных объектов не обеспечивает полный охват пласта, исключая из добычи часть запасов. Разрушение структуры месторождения ухудшает геолого-физические гидродинамические условия выработки пластов. Ухудшаются свойства остаточных нефтей, вследствие утяжеления, осернения, окисления, повышения вязкости и температуры насыщения парафином. Переохлаждение пластов при заводнении холодной по сравнению с пластовыми температурами водой приводит к кристаллизации парафина и выпадению АСПО в призабойной зоне. Ухудшение экологической обстановки за счет смешения различных по гидрохимическим и гидродинамическим параметрам закачиваемых и пластовых вод. Интенсивное и продолжительное применение заводнения может привести к необратимой техногенной трансформации подземной гидросферы объектов добычи УВ, выражающейся в термическом, барическом, химическом и бактериальном загрязнении подземных вод. Интенсивное применение заводнения при нефтедобыче может приводить к деформации земной поверхности над месторождением. Такие явления наблюдались в Уиллингтоне (США), на Речицком (Беларуссия), Шаимском, Западно-Сургутском, Правдинском, Ромашкинском месторождениях (Россия) и др. [2].

Опыт эффективного применения метода заводнения и МУН на нефтяных и газовых месторождениях Волго-Уральской НГПП широко используется при добыче нефти в Западной Сибири в комплексе с кислотной обработкой.

Литература

1. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторов В.Д. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 280 с.
2. Адушкин В.В., Турунтаев С.Б. Техногенные процессы в земной коре. М.: ИНЭК, 2005. – 250 с.
3. Баймухаметов К.С. и др. Геологическое строение и разработка Туймазинского месторождения. – Уфа: Китап, 1993. – 280 с.
4. Габитов Г.Х., Сафонов Е.Н., Гилязов Р.М., Лозин Е.В. Состояние и развитие нефтедобывающей отрасли РБ // Нефтяное хозяйство, 2005. – № 9. – С. 54–57.
5. Грей Форест. Добыча нефти / Перевод с английского – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. – 416 с.
6. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчник М.Ф. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 424 с.
7. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Мирзоев К.М., Гатиятуллин Р.Н. Современные движения и сейсмичность территории Ромашкинского месторождения нефти в Татарстане // Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса: Материалы международной конференции. – М., 2005 – С. 155–163.

АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

М.С. Турбаков

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих скважин, включающая наряду с созданием условий для эффективного притока нефти из пласта в скважины (работа с околоскважинными зонами пластов) выбор скважинного оборудования и установление режима его работы в соответствии с продуктивными характеристиками скважин и другими факторами, создаёт необходимые условия для улучшения всех технико-экономических показателей нефтедобычи.

Без проведения анализа и оптимизации технологических режимов работы механизированных скважин применение качественного, в том числе импортного насосного оборудования, может не приводить к повышению технико-экономических показателей. Например, в 90-ых годах прошлого столетия в АО «Пурнефтегаз» при фонде механизированных скважин немногим более 1000 единиц было закуплено более тысячи импортных штанговых насосов, применение которых, по расчётам, должно было обеспечить увеличение межремонтного периода (МРП) скважин на 25–40 %. Фактически МРП уменьшался ежегодно на 20–25 %, что объясняется недостаточным уровнем научно-технического сопровождения работ при внедрении насосов [1]. Преимущества высокого качества оборудования могут быть реализованы лишь при системном проведении анализа и оптимизации технологических режимов работы скважин.

При невысоких дебитах скважин большая часть фонда добывающих скважин эксплуатируется с помощью установок скважинных штанговых насосов (УСШН). Основным показателем, характеризующим работу таких установок, является коэффициент подачи. Формулу для его определения можно записать в виде:

$$\alpha_{\text{под}} = \beta_{\text{нап}} \cdot \gamma_{\text{деф}} \cdot \delta_{\text{ус}} \cdot \chi_{\text{ут}}, \quad (1)$$

где $\alpha_{\text{под}}$ – коэффициент подачи (отношение фактической подачи к теоретической); $\beta_{\text{нап}}$ – коэффициент наполнения насоса; $\gamma_{\text{деф}}$ – коэффициент, учитывающий упругие деформации насосных штанг и насосно-компрессорных труб (НКТ); $\delta_{\text{ус}}$ – коэффициент, учитывающий усадку нефти, то есть уменьшение объёма единицы массы нефти, находящейся в насосе, после её дегазации на поверхности; $\chi_{\text{ут}}$ – коэффициент, учитывающий утечки жидкости в скважинном насосе и в колонне НКТ.

Количественная оценка коэффициентов $\beta_{\text{нап}}$, $\gamma_{\text{деф}}$ и $\delta_{\text{ус}}$ для каждой скважины с УСШН может быть выполнена по известным данным, характеризующим условия работы скважины и скважинного оборудования: динамическому уровню жидкости, дебиту (по жидкости), обводнённости, газовому фактору, вязкости откачиваемой жидкости и др. При анализе работы насосной установки после определения расчётным путём коэффициентов $\beta_{\text{нап}}$, $\gamma_{\text{деф}}$ и $\delta_{\text{ус}}$ значение $\chi_{\text{ут}}$ определяется по формуле:

$$\chi_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{под}}}{\beta_{\text{нап}} \cdot \gamma_{\text{деф}} \cdot \delta_{\text{ус}}} \quad (2)$$

Для оценки состояния скважинного подземного оборудования, определяемого степенью износа насоса и герметичностью колонны НКТ, можно принять следующую градацию скважин в зависимости от величины $\chi_{\text{ут}}$:

I группа: $\chi_{\text{ут}} \geq 0,7$ – состояние скважинного оборудования вполне удовлетворительное;

II группа: $0,5 \leq \chi_{\text{ут}} < 0,7$ – состояние скважинного оборудования удовлетворительное;

III группа: $\chi_{\text{ут}} < 0,5$ – состояние скважинного оборудования неудовлетворительное.

Если $\chi_{\text{ут}} < 0,5$, то есть утечки жидкости составляют половину и более от теоретической подачи насоса, необходимо проведение работ по динамометрированию и ревизии насосной установки с заменой насоса или восстановлением герметичности колонны НКТ. Коэффициент подачи при $\chi_{\text{ут}} < 0,5$ даже для самых высоких значений коэффициентов $\beta_{\text{нап}}$, $\gamma_{\text{деф}}$ и $\delta_{\text{ус}}$ имеет значения не более 0,43–0,45.

Расчёты по (2) могут быть выполнены с помощью программы «Фактор-М», разработанной в Пермском государственном техническом университете (кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений) в режиме «Анализ». Работа с программой включает:

- подготовку исходных данных;
- расчёт и построение кривых распределения давления в интервалах: забой – приём насоса; приём насоса – динамический уровень (в затрубном пространстве); выкид насоса – устье скважины (в подъёмных насосно-компрессорных трубах);
- расчёт коэффициента подачи насосной установки и определяющих его величину составляющих: коэффициента наполнения, коэффициентов учёта деформаций штанг и труб, усадки и утечек;
- расчёт максимальных и минимальных нагрузок и приведенных напряжений для колонны насосных штанг.

При заданном значении динамического уровня программой выполняется расчёт забойного давления в скважине. Если задаётся забойное давление то выполняется расчёт динамического уровня.

С применением программы «Фактор-М» выполнен анализ работы для оборудованных установками СШН добывающих скважин Первомайского нефтяного месторождения (залежь в отложениях турнейского яруса), разработку которого осуществляет ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Характеристика технологических режимов работы скважин приведена в табл. 1. В табл. 2 приведены результаты выполненного анализа. По пяти скважинам (31,3 %) коэффициенты подачи не превышают 0,384, поэтому данные скважины следует отнести к третьей группе ($\chi_{\text{ут}} < 0,5$) и по ним необходимо проведение работ по динамометрированию насосной установки и ревизии скважинного оборудования. Для всех скважин расчётное значение $\beta_{\text{нап}}$ несколько превышает 0,9. С учётом возможного наличия и влияния на этот коэффициент так называемого вредного пространства в насосе, не учитываемого при расчёте, величина $\beta_{\text{нап}}$ принята равной 0,9. Коэффициент утечек ($K_{\text{ут}} = 1 - \chi_{\text{ут}}$) в табл. 2 показывает, какая часть (в долях единицы) поступающей в насос жидкости теряется из-за утечек и не поступает на поверхность при работе скважины с УСШН.

Таблица 1

Характеристика технологических режимов работы скважин

№ п.п.	Показатели	Наименьшее значение	Наибольшее значение	Среднее значение
1	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	0,13	8,34	1,11
2	Глубина подвески насосов, м	925	1200	1031
3	Динамический уровень, м	169	1116	670
4	Статический уровень, м	0	500	173
5	Депрессия на пласт, МПа	2,2	11	6,4
6	Дебит по нефти, т/сут	0,7	11,3	3,08
7	Дебит по жидкости, м ³ /сут	0,6	18,17	4,44
8	Обводнённость, % об.	9,87	60,53	42,72
9	Коэффициент подачи УСШН	0,09	0,83	0,56

Оптимизация режимов работы скважин выполнена также с применением программы «Фактор-М». Одним из блоков программы предусмотрено определение глубины подвески скважинных насосов, при которой удельное (в расчёте на единицу объёма газожидкостной смеси) газосодержание по свободному газу скважинной продукции, поступающей в насос при его работе, не превышает определенной заданной величины (для СШН и электроцентробежных скважинных насосов газосодержание не должно превышать 0,1–0,15). Особенно это актуально для добывающих скважин северной группы нефтяных месторождений Пермского Прикамья, включающих Сибирское и Уньвинское, нефти которых характеризуются высоким газосодержанием в пластовых условиях и высокими значениями давления насыщения нефти газом. При выполнении условия по содержанию свободного газа проверяется глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости в скважине, которая должна быть не меньше приведенных в табл. 3 значений, обеспечивающих устойчивую работу насосов в скважинах.

Таблица 2

Результаты анализа технологических режимов работы скважин и скважинного оборудования

№ скв.	Давление на выкиде насоса, МПа	Давление на приёме насоса, МПа	Давление на динамическом уровне, МПа	Давление на забос, МПа	Газосодержание жидкости в насосе, м ³ /м ³	Коэффициенты					
						подачи	наполнения	упругих деформаций штанг и труб	усадки нефти	учёта утечек	утечек, Кут
1	10,9	9,1	2,1	14	7,1·10 ⁻⁴	0,724	0,9	0,985	0,99	0,825	0,2
2	9,6	7,6	2	14	0,0026	0,812	0,9	0,987	0,991	0,922	0,1
3	11,8	3,5	2,2	8	0,0233	0,757	0,9	0,945	0,992	0,897	0,1
4	10,4	3,1	2,2	9	0,0274	0,623	0,9	0,955	0,993	0,73	0,3
5	11,8	2,4	2,4	7,7	0,0408	0,602	0,9	0,951	0,994	0,708	0,3
6	12,2	1,9	1,1	6,5	0,0453	0,384	0,9	0,923	0,995	0,465	0,5
7	10,1	7,6	1,2	13	0,0027	0,643	0,9	0,965	0,99	0,748	0,3
8	9,9	4,9	1,3	12	0,0094	0,828	0,9	0,956	0,994	0,968	0
9	10,8	5,9	1,3	11	0,0067	0,462	0,9	0,967	0,992	0,535	0,5
10	8,8	1,4	0,8	7	0,0906	0,384	0,9	0,953	0,994	0,451	0,5
11	12,8	8	0,7	13	9,5·10 ⁻⁴	0,216	0,9	0,948	0,996	0,254	0,7
12	10,6	8,2	0,7	13	0,0016	0,581	0,9	0,975	0,99	0,669	0,3
13	11,1	4,9	0,8	8,7	0,013	0,093	0,9	0,94	0,989	0,111	0,9
14	10,2	2	1,1	6,2	0,0546	0,82	0,9	0,921	0,992	0,997	0
15	11,6	4,4	1,3	9,3	0,0103	0,463	0,9	0,949	0,995	0,544	0,5
16	11,6	2	1,3	6,2	0,0582	0,172	0,9	0,927	0,992	0,208	0,8
Средние значения	10,9	4,8	1,4	9,9	0,0243	0,535	0,9	0,953	0,992	0,627	0,4

Таблица 3

Минимальное погружение насосов под динамический уровень

Динамический уровень Н _{дин} , м	0...250	251...500	501...750	751...1000	1001...1199	>1200
Погружение насоса Δh, м	300	270	240	210	180	≤150

Предварительно выбранная с учётом влияния газа и минимально необходимого погружения насоса под Н_{дин} глубина подвески насоса корректируется с учётом возможности образования асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях скважинного оборудования.

Таблица 4

Результаты проектирования (выбор оборудования и режимов откачки)

№ п.п.	Параметр	Средние значения по 14 скв.	
		Технолог. режим	Фактор-М
1	Глубина подвески насоса, м	993	1122
2	Диаметр плунжера, мм	33	33
3	Длина хода, м	1,86	1,95
4	Число качаний, ход/мин	3,5	2,42
5	Давление на забое, МПа	10,05	9,88
6	Коэффициент подачи	0,58	0,76

Алгоритм выбора глубины подвески $N_{нас}$ следующий:

- определяется глубина подвески $N_{нас.г.}$, при которой содержание свободного газа в поступающей в насос жидкости составляет заданную величину (в пределах 0,1–0,15).
- определяется $N_{нас.г.}$, $N_{нас.д.}$, $N_{аспо.}$
- определяется (задаётся) глубина $N_{аспо.}$ (глубина начала образования АСПО в скважине).
- выбирается глубина подвески $N_{нас}$, которая принимается равной большей из трех величин ($N_{нас.г.}$, $N_{нас.д.}$, $N_{аспо.}$).

В табл. 4 приведены результаты проектирования с помощью программы «Фактор-М» режимов работы скважин Первомайского месторождения, оборудованных штанговыми насосами.

Увеличение глубины подвески насосов при проектировании режимов получено в связи с глубиной начала образования АСПО (температура насыщения нефти парафином принята равной 20°C).

За счёт увеличения на 21 % коэффициентов подачи УСШН уменьшено в 1,45 раза число качаний балансира, что в условиях Первомайского месторождения с высоковязкой нефтью позволит существенно улучшить условия работы штанговых колонн в скважинах.

Литература

1. Грахтман Г.И. Увеличение межремонтного периода работы глубиннонасосных скважин за рубежом // Нефтепромысловое дело, 1987. – № 10. – 45–48.

К ДИНАМИКЕ ДАВЛЕНИЙ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ В ПЛАСТ

А.М. Фадеева, А.В. Филин, З.Г. Щербакова

Научный руководитель доцент В.В. Филин

**Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нефтеюганск, Россия**

Общая концепция нормального протекания процесса закачки гелеобразующих композиций (ГОК) и большеобъемных гелевых составов (БГС) в продуктивный пласт заключается в плавном понижении подачи насосных агрегатов Q во времени, по мере увеличения давления нагнетания p_n . Замеры изменений давления закачки с точностью до 0,05 % и в масштабе времени до 0,06 с показали, что нелинейные эффекты при фильтрации неньютоновских сред приводят к потере устойчивости стационарного режима фильтрации. Непосредственные измерения показали, что графики функций $p_n = p_n(t)$ (где t – время протекания процесса) можно считать фрактальными кривыми с размерностью Хаусдорфа – Безиковича (X – B).

Для объяснения возникновения колебаний давления при фильтрации полимерных растворов используется идентификационный подход, согласно которому исследуемая система рассматривается как передаточное звено, на вход которого подается сигнал постоянной величины (перепад давления Δp), а на выходе наблюдается изменение скорости фильтрации во времени $v(t)$. В этих условиях нестационарные процессы фильтрации можно описать сосредоточенной моделью вида [1]:

$$\lambda \frac{dv(t)}{dt} + v(t) = c \frac{\Delta p}{L}, \quad (1)$$

где λ – время пьезопроводности; L – длина экспериментальной колонки с керном, через который прокачивается полимерная композиция.

Поскольку структурные преобразования в полимерных системах характеризуются явлениями запаздывания, то эту зависимость можно представить в виде $c \Big|_{t=t_1} = c [v(t_1 - T)]$, где T – время запаздывания. С учетом наличия у полимерных систем начального градиента $\Delta p/L$ и перехода к безразмерным переменным $t = t/\lambda$, $\tau = T/\lambda$, $v \rightarrow v/v_0$, $B = \Delta p/\Delta p_0$ можно получить:

$$\frac{dv(t)}{dt} + v(t) = \frac{B v(t - \tau)}{1 + v^N(1 - \tau)}. \quad (2)$$

Из анализа уравнения (2) следует, что имеется точка равновесия $v = 0$, которая при $B > 1$, т. е. при $\Delta p > p_0$, теряет устойчивость. При этом система переходит в новое положение равновесия $v = v_1 = (B - 1)^{\frac{1}{N}}$. Дальнейшее

увеличение параметра B приводит к тому, что в критической точке $B = B_0$ стационарный процесс фильтрации со скоростью $v = v_1$ также становится неустойчивым.

В работе [2] величину B_0 предлагается оценить по формуле:

$$B_0 = \frac{N}{N-1+sc\eta}, \quad (3)$$

где величина η определяется из уравнения $\tau = -\eta \operatorname{ctg}\eta$, $\pi/2 < \eta < \pi$.

Проведено исследование условий применимости размерности Х–Б, предложенной в [2], для результатов экспериментов, проведенных в ИХН СО РАН (г. Томск) и на промыслах ОАО «Юганскнефтегаз». На рисунке приведены зависимости размерности Хаусдорфа – Безиковича от безразмерного времени $\tau = T/\lambda$.

Использование критерия B для оценки фильтрационных процессов и на экспериментальных колонках лаборатории ИХН СО РАН доказало возможность его применимости для обработки промышленных данных. В ходе обработки промышленных данных учитывались реальные значения пьезопроводности участков пластов, где осуществлялась закачка ГОК и БГС, а также время запаздывания T , зависящее от концентрации закачиваемого в пласт состава. Результаты обработки промышленных данных показали, что после установления хаотического режима фильтрации дальнейшее увеличение перепада давления (обусловленное увеличением Q) действительно приводит к уменьшению размерности B кривых $p_n = p_n(t)$, что свидетельствует о более упорядоченном протекании процесса фильтрации при больших значениях величины Δp .

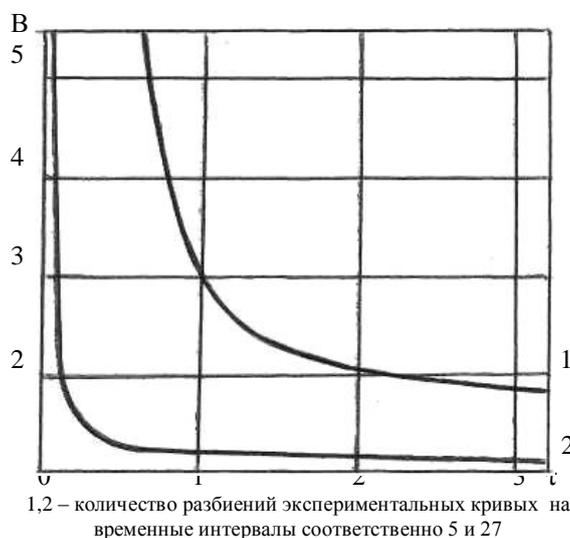


Рис. Зависимость параметра B от безразмерного времени τ

Но данное условие сохраняется только до момента времени достижения такой величины p_n , при которой ее последующее увеличение может привести к гидроразрыву пласта (ГРП). При этом, по-видимому, к данному моменту времени наиболее крупные поры оказываются «запертыми» потоками прочных клубков полимерных молекул, а в более мелкие поры проникновение этих клубков существенно затруднено. Очевидно, что в таких условиях приходится снижать или даже останавливать закачку БГС и производить закачку воды.

Вначале увеличение параметра B ведет через цепь бифуркаций уравнения периода к установлению хаотического режима, а дальнейшее увеличение параметра B приводит к тому, что движение в системе упорядочивается. Возникают предельные циклы, периоды которых по мере роста B последовательно уменьшаются, т. е. возникают обратные бифуркации.

Проведенная работа позволила выявить и спрогнозировать те пределы $B = \Delta p / \Delta p_0$, при которых возможно наиболее эффективное заполнение порового пространства пластов полимерными, полимергелевыми и другими составами и композициями.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.
2. Неймарк Ю.И. Динамические системы и управляемые процессы. – М.: Наука, 1987. – 336 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ И БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА СКВАЖИНАХ СТАРОГО ФОНДА ЗАЛЕЖЕЙ № 5 И № 8 БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НИЖНЕГО КАРБОНА РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Л.И. Фаттахова

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

Казанский государственный университет имени Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

На поздней стадии разработки, когда разрабатываемый объект характеризуется снижением уровня годовой добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции, актуальность приобретает вопрос поддержания добычи на высоком уровне [1] путем применения известных, высокоэффективных и рентабельных методов увеличения нефтеотдачи, а также применения перспективных технологий интенсификации добычи нефти. Однако при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку месторождения нерентабельной.

Поэтому в данных условиях наиболее приемлемыми являются мероприятия по восстановлению старого фонда скважин. Восстановление старых скважин возможно в частности благодаря бурению боковых горизонтальных (БГС) и (или) боковых стволов (БС). Зарезку БС и БГС проводят из ранее пробуренных малодебитных, обводненных или аварийных скважин по направлению улучшения коллекторских свойств пластов и увеличению нефтесодержания в них [2].

Это направление для старых нефтедобывающих районов, каковым является Республика Татарстан, наиболее перспективно. Для его развития имеются все необходимые условия: большой фонд пробуренных скважин, отработанность основных пластов в пробуренном фонде скважин. Это позволяет забуривать горизонтальные стволы в различных частях разреза [3].

Технологическая эффективность бурения вторых стволов существенным образом зависит от правильности выбора пласта в разрезе скважины и ориентации горизонтальной части дополнительного ствола, целесообразности бурения которого определяется, прежде всего, количеством экономически рентабельных извлекаемых запасов, приходящихся на проектный пласт. Кроме этого при проводке вторых стволов большое значение имеют проблемы, связанные с техническими сложностями их бурения и эксплуатации. В связи с этим, при выборе скважин для зарезки в них вторых стволов должны учитываться нефтенасыщенные толщины по продуктивным пластам и толщины глинистых перемычек между пластами в разрезе скважины. При этом минимальная нефтенасыщенная толщина пласта, при которой возможна зарезка БС и БГС, определяется величинами погрешностей, допускаемых при бурении и составляет 3 м. Чем выше точность контроля за профилем пласта, тем меньше допустимая эффективная мощность пласта. Необходимо учитывать и степень охвата заводнением пластов, вскрытых в разрезе скважины, на момент проведения операций по зарезке [4].

В тектоническом отношении рассматриваемая территория приурочена к Южно-Татарскому своду, Ромашкинскому куполу, северной части Миннибаевской структурной террасы, осложненной валлообразными поднятиями субмеридианального простирания.

Залежи пластово-сводового типа, литологически осложненные наличием довольно больших участков замещения пластов коллекторов на глинистые разности в различных частях структур. Продуктивные бобриковские отложения залежей №5 и 8 характеризуются высокой неоднородностью по разрезу и площади, резкой фашиальной изменчивостью, размывом отдельных пачек, различным числом и сочетанием песчано-алевритовых пластов. Покрышкой для залежей служит пачка непроницаемых пород тульского горизонта, представленная окремнелыми известняками. Подстилаются продуктивные отложения глинами елховского горизонта, в зонах размыва елховских глин – известняками турнейского яруса. Терригенные отложения, слагающие продуктивные пласты, относятся к мономинеральным кварцевым песчаникам и алеволитам (кварц составляет 95–99 % породы).

В бобриковском горизонте выделяется 4 разновозрастных продуктивных пласта: C_{1bb_1} , C_{1bb_2} , C_{1bb_3} и C_{1bb_4} . Пласт C_{1bb_4} имеет прерывистое и линзовидное залегание коллекторов. Пласт-коллектор C_{1bb_3} имеет площадное распространение, часто сливается с вышележащим пластом C_{1bb_4} и нижележащим пластом $C_{1bb_{2+1}}$, линзовидное залегание коллектора имеет место лишь на отдельных участках.

На залежи № 5 пласты C_{1bb_1} и C_{1bb_2} рассматриваются как единый пласт $C_{1bb_{1+2}}$, так как практически на всей площади залежи они слиты между собой. Пласт $C_{1bb_{1+2}}$ имеет довольно большую площадь развития, для него характерно полосообразное и линзовидное распространение коллекторов.

На залежи № 8 пласт C_{1bb_1} практически не развит, и главным образом представлен водонасыщенным коллектором. Больше чем в половине случаев он представлен в слинии с вышележающим пластом C_{1bb_2} , и так же, как на залежи № 5 запасы нефти подсчитываются совместно с пластом C_{1bb_2} .

Пласты C_{1bb_3} и C_{1bb_2} являются основными объектами разработки. Они имеют площадной характер распространения коллекторов. Анализ фильтрационно-емкостных свойств пластов показал, что наблюдается тенденция улучшения их сверху вниз. ВНК в целом по залежи № 5 можно принять горизонтальным, при средней отметке – 844,7 м. На залежи № 8 ВНК ступенеобразно погружается от центральной части к северу, это обусловлено наличием трех структурно-тектонических образований на различных абсолютных отметках. Каждому из образований соответствует свой, практически горизонтальный, ВНК. Общая толщина продуктивных отложений бобриковского горизонта залежи №5 изменяется по площади от 0,8 м до 32 м в зоне развития врезов и в среднем равна 6,1 м.

На залежах бурение БС и БГС на бобриковский горизонт начато в 1998 г. По состоянию на август 2005 г. пробурено 9 боковых стволов и 2 боковых горизонтальных ствола.

При бурении горизонтальных или наклонно-направленных стволов из старых скважин дополнительная добыча нефти определяется по сравнению с базовым дебитом старого ствола с учетом его падения. Если старый ствол был аварийным, то вся фактическая добыча нефти принимается как технологический эффект.

Начальный дебит по отремонтированным скважинам в среднем составляет 11,3 т/сут при обводненности добываемой продукции 25,7 % (весов.), против 2,3 т/сут и 51,6 % первоначальных, средний текущий дебит – 11,03 т/сут при обводненности 46,7 %.

Из 11 проведенных операций на скважинах 8 оказались успешными, дополнительная добыча нефти составила 4755 т на одну скважина-операцию. Расчетная запланированная добыча нефти по скважинам составляет 28110 т нефти, фактически же накопленная добыча после зарезки БС и БГС по состоянию на 1 августа 2005 г. равна 59120 т, из которых 52300 т – накопленная дополнительная добыча нефти. Максимальный эффект отмечен в скважине № 17424, где за счет увеличения дебита на 9,5 т/сут, получено 15400 т дополнительной нефти. Срок окупаемости составляет от 1,5 месяцев до 2,9 лет. Коэффициент продуктивности до мероприятия – 0,54, после зарезки бокового ствола равен 1,89. Суммарные остаточные запасы по всем скважинам составляют 156,7 тыс. т нефти.

Три скважины оказались неэффективными (№ № 15793, 15716, 15746) по экономическим показателям, хотя технологический эффект некоторое время по ним наблюдался. Скважина № 15746 дала 2170 т. дополнительной нефти, эффект от зарезки продолжался 4 года, после чего произошел прорыв закачиваемой воды. Скважина № 15716 по экономическим показателям является низкорентабельной, работает с малыми дебитами и высокой обводненностью. Причиной бурения бокового ствола скважины № 15793 было обводнение, которое после зарезки еще больше увеличилось, а дебит нефти упал с 1,2 до 0,3 т/сут (рис. 1).

Проблем в широком внедрении боковых и боковых горизонтальных стволов из ранее пробуренных скважин достаточно. Причем нерешенные проблемы более геологического, чем технического характера [3]. Основными являются отсутствие надежных методов прогнозирования мощности коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов, наличия разделов между ними и водоносными пластами, геологическое строение участка, а при бурении БГС – характер выработки пластов. Сегодня геологическое обеспечение отстает от техники и технологий бурения, возникает множество проблем при эксплуатации этих скважин в вопросах контроля и регулирования процессов выработки.

Все это говорит о том, что необходим более тщательный и детальный подход к подбору скважин–кандидатов для проведения зарезок БС и БГС.

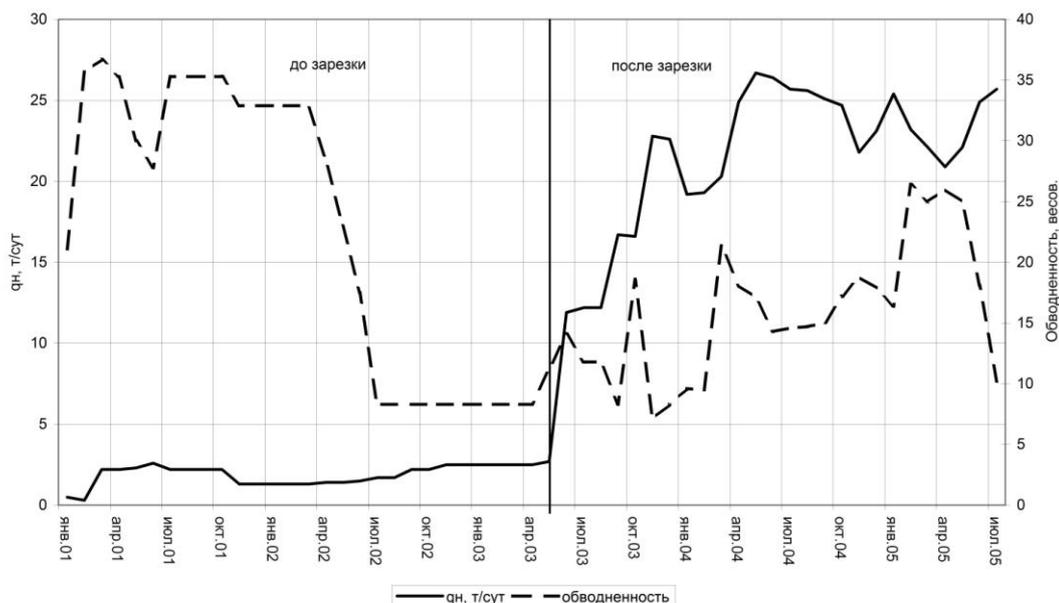


Рис. 1. График изменения дебита нефти и обводненности скважины №17424

Но, несмотря на это, бурение БС и БГС, как метода реанимирования старых скважин, в условиях месторождений с длительной историей разработки, является весьма эффективным, что подтверждается успешными результатами (в 72 % операций) на примере нефтяных залежей № 5 и 8 бобриковского горизонта.

В целом, использование нерентабельных, простаивающих и аварийных скважин, бурением боковых и боковых горизонтальных стволов позволяет:

- восстановить бездействующие, нерентабельные, аварийные скважины;
- вскрыть и подключить к разработке оставшиеся целики, тупиковые зоны, пропущенные нефтяные пласты, а также повысить нефтеотдачу пластов за счет увеличения площади дренирования;
- сократить затраты времени и материальных средств на проведение работ по обустройству и подключению скважин к системе сбора и поддержания пластового давления.

Литература

1. Вафин Р.Ф. Пути повышения эффективности разработки нефтяных месторождений (на примере залежей нефти верейского горизонта Покровского месторождения Оренбургской области) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды 9 международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. – Томск, 2005. – С. 393–395.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во КГУ, 2003 – С. 56–58.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во "Фэн" АН РТ, 2005 – С. 299–301.
4. Рамазанов Р.Г., Хисамов Р.Б., Васильченко Л.А., Башкирцева Н.С., Хамидуллина А.Н. Анализ и обоснование бурения боковых стволов по малодобитному и обводненному фонду скважин // Нефть Татарстана, 1998. – № 2. – С. 22–23.

Д.А. Шакиров
 Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов
 Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Теоретический анализ кривых восстановления давления (КВД) для нефтедобывающих скважин приводит к выводу, что с изменением фильтрационных свойств околоскважинной зоны пласта (ОЗП) по отношению к удаленной зоне (УЗП) изменяются и размеры дренируемой скважиной области. Рассмотрим следующий пример:

- сетка добывающих скважин равномерная, 500х500 м;
- давление на контуре (на границе зоны влияния скважины) $P_{пл} = 18$ МПа;
- давление на забое скважины при работе ее с установившимся режимом $P_0 = 15$ МПа;
- радиус гидродинамически совершенной скважины по долоту $r_c = 0,1$ м;
- радиус контура (однородный пласт) $r_k = 250$ м;
- пьезопроводность пласта $\chi = 0,1$ м²/с.

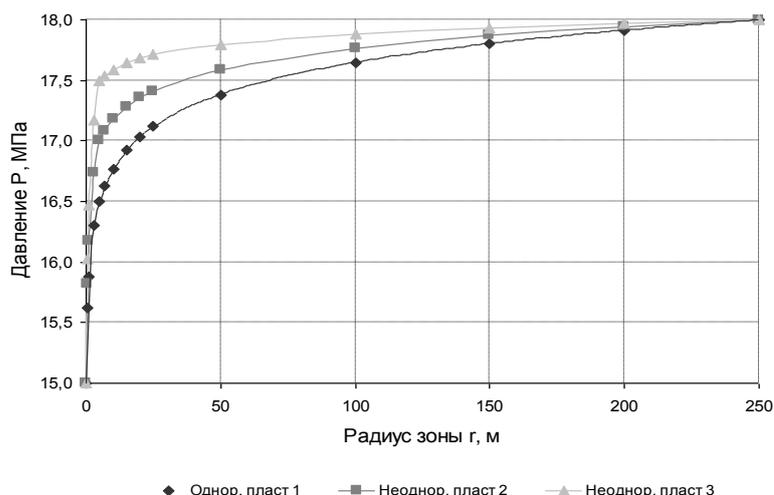


Рис. 1. Воронка депрессии для скважины: 1 – однородный пласт; 2, 3 – неоднородный пласт: 2 - $K/K_{ОЗП}=2$; 3 - $K/K_{ОЗП} = 5$

Построим воронку депрессии для работающей скважины, используя формулу:

$$P = \frac{P_{пл} \cdot \ln \frac{r}{r_c} + P_0 \cdot \ln \frac{r_k}{r}}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \quad (1)$$

где P – давление на расстоянии r от скважины.

Изменение давления в пласте от стенки скважины до границы зоны ее влияния показано на рис. 1 (кривая 1).

После остановки скважины для получения КВД давление на забое со временем будет увеличиваться. Принимаем, что послеприток в скважину после ее остановки отсутствует. Для условий однородного пласта забойное давление через время t_i будет равно давлению, имевшему место при работе скважины на расстоянии r_i от нее, при этом:

$$t_i = \frac{r_i^2}{\pi \cdot \chi} \quad (2)$$

Задаваясь рядом значений r_i , найдем по (1) соответствующие значения P_i и по (2) значения t_i , после чего построим КВД в координатах $P_i - t$ (рис. 2).

Допустим, что проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность ОЗП в радиусе 5 м от скважины уменьшаются в 2 и в 5 раз по отношению к значениям этих показателей для более удаленной зоны пласта. Давление на границе двух зон неоднородного пласта в предположении, что радиус контура работавшей при установившемся режиме скважины сохранился ($r_k = 250$ м), найдем по формуле:

$$P = \frac{P_{nl} \cdot \ln \frac{r_{OЗП}}{r_c} + \frac{k_{OЗП}}{k} \cdot P_0 \cdot \ln \frac{r_k}{r_{OЗП}}}{\ln \frac{r_{OЗП}}{r_c} + \frac{k_{OЗП}}{k} \cdot \ln \frac{r_k}{r_{OЗП}}} \quad (3)$$

Давления P_{nl} и P_0 сохраняем прежними.

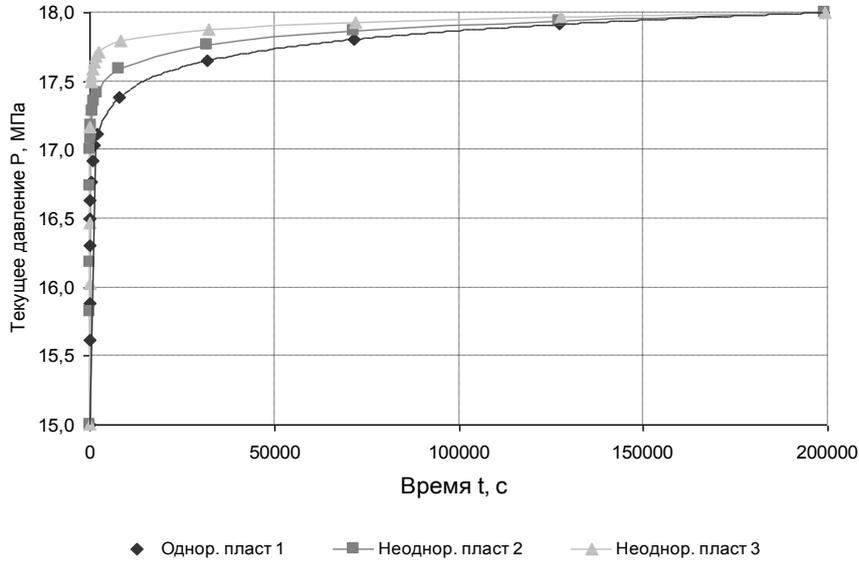


Рис. 2. КВД в координатах $P_i - t$: 1 – однородный пласт; 2,3 – неоднородный пласт: 2 - $K/K_{OЗП}=2$; 3 - $K/K_{OЗП}=5$

Распределение давления в ОЗП

$$P = \frac{P_{OЗП} \cdot \ln \frac{r}{r_c} + P_0 \cdot \ln \frac{r_{OЗП}}{r}}{\ln \frac{r_{OЗП}}{r_c}}, \quad (4)$$

где $r_c < r < r_{OЗП}$

Распределение давления в удаленной зоне

$$P = \frac{P_{nl} \cdot \ln \frac{r}{r_{OЗП}} + P_{OЗП} \cdot \ln \frac{r_k}{r}}{\ln \frac{r_k}{r_{OЗП}}}, \quad (5)$$

где $r_{OЗП} < r < r_k$.

Воронки депрессии для неоднородного пласта показаны на рис. 1 (кривые 2 и 3). Для построения КВД значения времени t_i получим по (2) для ОЗП, приняв пьезопроводность этой зоны соответственно 0,05 и 0,02 м²/с для рассматриваемых двух случаев неоднородного пласта. Для всей дренируемой части пласта время t_i равно сумме значений времени прохождения волны возмущения через ОЗП ($t_{OЗП}$) и через пласт в зоне от $r_{OЗП}$ до r_i ($r_{OЗП} < r_i < r_k$). Для этой части пласта можно записать:

$$t_{yЗП} = \frac{r_i^2}{\pi \cdot \chi} - \frac{r_{OЗП}^2}{\pi \cdot \chi} = \frac{1}{\pi \cdot \chi} (r_i^2 - r_{OЗП}^2) \quad (6)$$

Общее время $t_i = t_{OЗП} + t_{yЗП}$.

При задаваемых r_i для ОЗП и удаленной части пласта найдем соответствующие значения P_i и t_i , строим КВД в координатах $P_i - t$ (рис.2) и $(P_i - P_0) - \ln t$ (рис. 3).

Для удаленной зоны неоднородного пласта КВД (рис. 3, линии 2 и 3) представляют собой прямые линии с меньшим уклоном по отношению к прямой 1 (однородный пласт), что следует интерпретировать как изменение гидропроводности УЗП в случае неоднородного пласта. Так как свойства этой зоны по условиям задачи должны оставаться неизменными, углы наклона прямых 2 и 3 должны быть такими же, что и для прямой 1, то есть с момента времени $t_{OЗП}$ эти прямые должны располагаться параллельно прямой 1 (рис. 4).

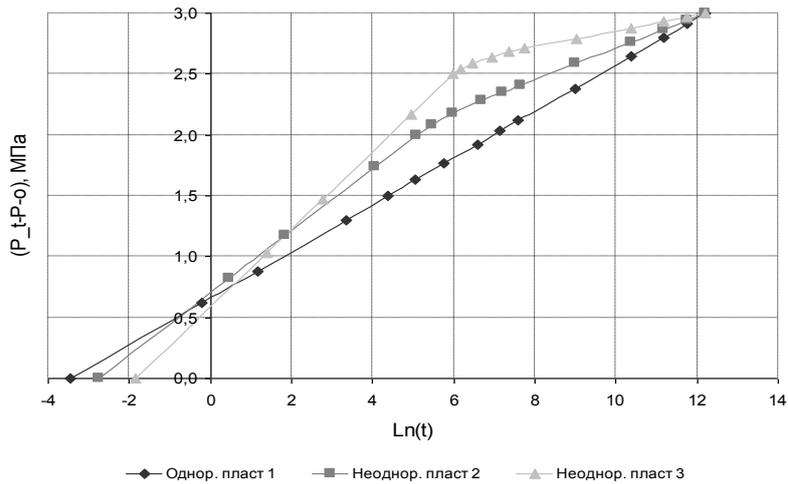


Рис. 3. КВД в координатах $(P_t - P_0) - \ln t$: 1 – однородный пласт; 2,3 – неоднородный пласт: 2 - $K/K_{OЗП}=2$; 3 - $K/K_{OЗП}=5$

При этом КВД выходит на пересечение с горизонталью, соответствующей разности $(P_{пл} - P_0)$ за более короткое время, чем в случае однородного пласта, что следует рассматривать как соответствующее уменьшение размеров зоны влияния скважины из-за ухудшения характеристик ОЗП. Соответственно воронки депрессии для случаев 2 и 3 также должны измениться и для их построения необходимо знать

фактические значения r_k .

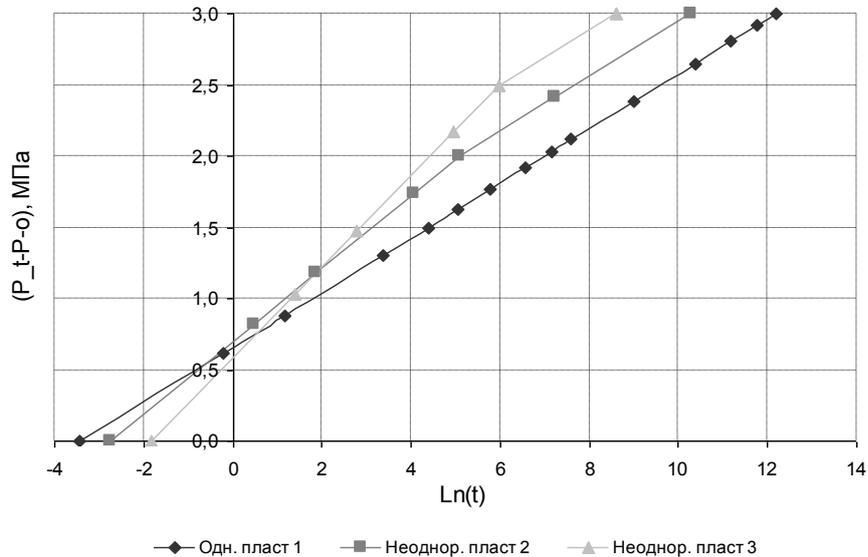


Рис. 4. КВД в координатах $(P_t - P_0) - \ln t$: 1 – однородный пласт; 2, 3 – неоднородный пласт: 2 - $K/K_{OЗП} = 2$; 3 - $K/K_{OЗП} = 5$

Очевидно, что изменение размеров дренируемой скважиной области пласта должно отразиться на притоке жидкости в скважину, то есть на ее дебите. Для оценки влияния изменения r_k на дебит построены КВД и выполнены итерационные расчеты по определению радиуса контура при различных отношениях $K/K_{OЗП}$. Изменение дебита с увеличением этого отношения определялось по формуле:

$$\frac{q'}{q} = \frac{P'_{OЗП} - P_0}{P_{OЗП} - P_0}, \quad (7)$$

где q и q' – дебит скважины без учета (q) и с учетом (q') изменения r_k ;

$P_{OЗП}$ и $P'_{OЗП}$ – давление на границе двух зон ($r=5$ м), полученное без учета ($P_{OЗП}$) и с учетом ($P'_{OЗП}$) изменения r_k .

Результаты представлены на рис. 5.

С увеличением $K/K_{OЗП}$ до 2,5 происходит увеличение отношения q'/q , которое достигает 1,226. Затем отношение q'/q уменьшается и при $K/K_{OЗП} = 10$ составляет 1,08. При дальнейшем увеличении $K/K_{OЗП}$ отношение q'/q плавно уменьшается, оставаясь больше 1,0.

Таким образом, с ухудшением фильтрационных свойств ОЗП по отношению к УЗП дебит скважины уменьшается. Степень уменьшения без учета изменения размеров зоны дренирования выше, чем с учетом данного фактора.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕВОДА СКВАЖИН НА ДРУГИЕ ГОРИЗОНТЫ НА СЕВЕРНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ»

З.Т. Шафигуллина, Д.Е. Голубков

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Главной причиной снижения показателей добычи нефти в России является то, что имеющиеся в настоящее время мощности и применяемые технологии нефтедобывающих предприятий не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов. Возросло число месторождений с высокой выработанностью и обводненностью запасов. Опережающая выработка высокопродуктивных залежей привела к накоплению на балансе низкодебитных объектов. Себестоимость добычи нефти из малодобитных скважин довольно высокая, значительно превышающая среднепромысловую себестоимость добываемой нефти. Поэтому проблема повышения технико-экономических показателей эксплуатации малодобитных скважин имеет актуальное значение и является важным вопросом техники и технологии добычи нефти.

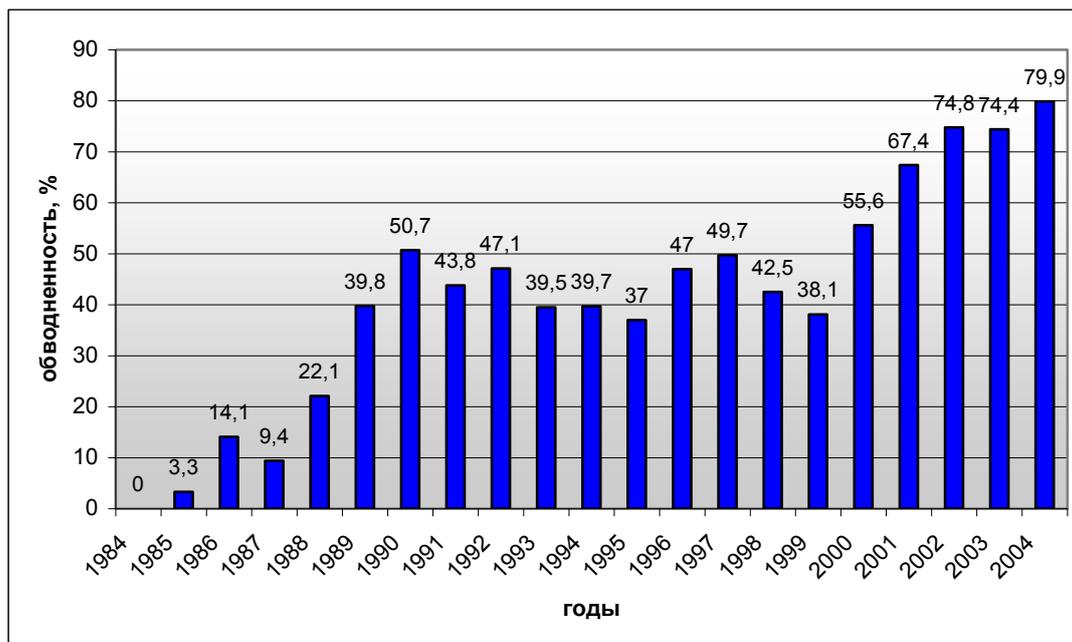


Рис. 1. Динамика среднегодовой обводненности продукции на Северном месторождении ОАО «Томскнефть»

У ОАО «Томскнефть» очень сложная сырьевая база. Месторождения характеризуются небольшими дебитами. С первых дней эксплуатации требуются методы механизированной добычи нефти в связи с наличием низкопродуктивных коллекторов. Тенденция снижения дебитов, типов отбора жидкости вполне «вписывается» в общую картину положения дел в нефтяном хозяйстве страны. Целью работы является анализ текущего состояния разработки и эффективности применения новых технологий на Северном месторождении ОАО Томскнефть, на котором восполнение активных запасов нефти ведется за счет выявления новых пластов и прослоев (так называемой политики «упущенных возможностей»). Технология подразумевает перевод скважины на высокодебитные пласты с восстановлением цементного камня и ликвидацией заколонных перетоков.

Северное нефтегазоконденсатное месторождение, разрабатываемое с 1984 года, по своей сути является уникальным месторождением. Промышленная нефтегазоносность установлена в широком диапазоне юрских и меловых отложений и связана с 19-ю пластами. Анализ разработки показывает, что работа скважин, эксплуатирующих пласты Б₇, Б₉, характеризуется высокой обводненностью при малом отборе нефти (рис. 1). По результатам промыслово-геофизических исследований установлено, что в 50 % случаев обводнения скважин являются преждевременными и связаны с возникновением заколонных перетоков. Все это – следствие низкого качества первоначального цементного ствола скважин. Достижение проектной нефтеотдачи в таком случае представляется проблематичным. Основной причиной обводнения скважин является прорыв пластовых вод из выше- и нижележащих водоносных горизонтов по заколонному пространству.

В большинстве случаев ремонт таких скважин подразумевал отсечение обводненного горизонта пакером и перевод на вышележащие горизонты без наращивания цементного камня, переводили в нагнетательный фонд, либо в бездействующий. Это быстро и сравнительно дешево. Но очень низкий показатель общего эффекта от капитального ремонта скважин. Рассмотрим технологию перевода на выше- и нижележащие горизонты с наращиванием цементного камня и устранением заколонного перетока.

Ликвидация заколонного перетока из ниже расположенного интервала (рис. 2). Экран устанавливается в обводненном интервале объекта воздействия, как правило, в подошвенной части. Ранее эксплуатировавшийся объект изолируется установкой цементного моста. Установка экрана выполняется по следующей технологии: 1) по данным геофизических исследований скважин определяется интервал обводнения пласта; 2) устанавливается цементный мост в интервале технологических отверстий, затем цементный мост разрушается; 3) осуществляется перфорация специальных отверстий в интервале обводнения; 4) восстанавливается приемистость специальных отверстий с помощью

обработки призабойной зоны пласта, включающей кислотную обработку, гидравлическое воздействие, отбор жидкости свабированием; 5) закачивается изолирующий состав, например, гелеобразующий силикатный состав [1]; 6) устанавливается цементный мост, верхний интервал которого должен перекрывать кровлю изолируемого пласта; 7) проводится перфорация технологических отверстий в нефтенасыщенном интервале.

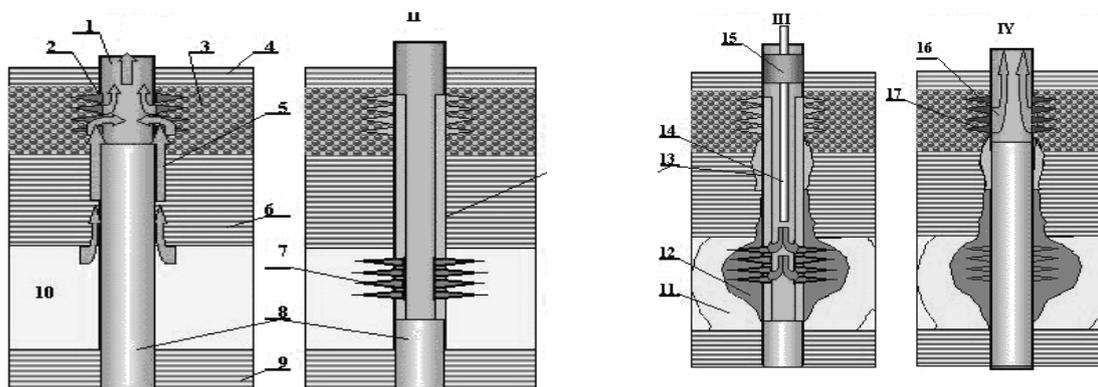


Рис. 2. Ликвидация заколонного перетока из ниже расположенного интервала
 1 – эксплуатационная колонна; 2 – технологические отверстия; 3 – нефтенасыщенный пласт; 4, 6, 9 – не коллектор; 5 – заколонный переток воды; 7 – спецотверстия; 8 – цементный мост; 10 – вода;
 II – основной водоизолирующий состав; 11 – цемент; 12 – докрепляющий тампонажный изоляционный материал; 14 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 15 – пакер; 16 – приток нефти; 17 – реперфорированные технологические отверстия

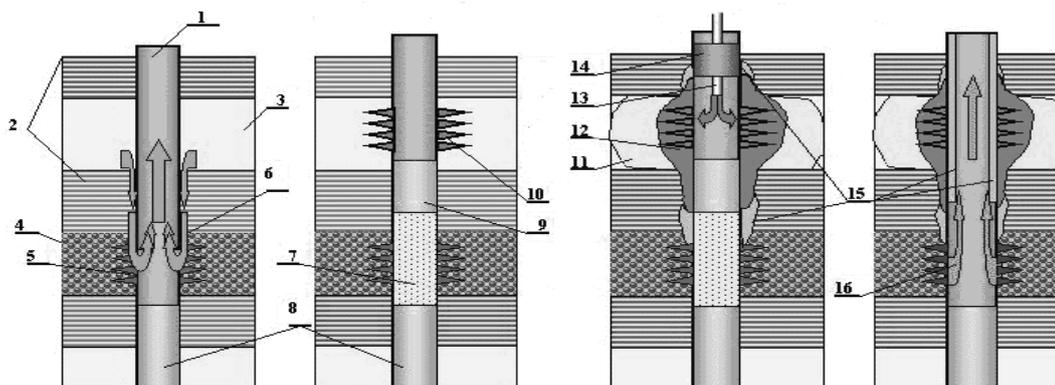


Рис. 3. Ликвидация заколонного перетока из выше расположенного интервала
 1 – эксплуатационная колонна; 2 – неколлектор; 3 – вода; 4 – нефтенасыщенный пласт; 5 – технологические отверстия; 6 – заколонный переток воды; 7 – песок; 8 – пакер; 9 – цементный мост; 10 – блокад-экран; 11 – докрепляющий тампонажный изоляционный водоизолирующих составов; 12 – спецотверстия

Ликвидация заколонного перетока из выше расположенного пласта (рис. 3). Данная технология осуществляется при сохранении объекта воздействия и при переводе на другой объект. Технология в целом аналогична первой, но имеет и свою специфику. При сохранении интервалов эксплуатации добиваются исключения реперфорации отсыпкой песка выше верхних технологических отверстий. При этом установка цементного моста не вызывает “жесткой” изоляции эксплуатационных отверстий и предотвращает закачку специальных составов в продуктивную часть разреза. Установленный с помощью этих отверстий экран докрепляется составами [1] для предотвращения заколонного перетока и установкой цементного моста. Затем разрушается цементный мост, вымывается песок, и скважина осваивается через сохраненные интервалы перфорации.

В ходе анализа было установлено, что успешность ремонтов без наращивания цементного камня на Северном месторождении составляла 30 %, а с наращиванием цементного камня и устранением заколонных перетоков 80 % успешности. Увеличился общий показатель эффекта от капитального ремонта скважин.

Для оценки экономического эффекта предлагаемой технологии была сделана выборка из 7-ми скважин. В расчете был усреднен дебит нефти 1 скважины после ремонта и цена за ремонтно-изоляционные работы. В итоге экономическая эффективность проекта составила более 1 млн рублей.

Литература

1. Курочкин Б.М., Хисамов Р.С. Технология проведения изоляционных работ с использованием водонабухающего полимера // Нефтяное хозяйство, 2003 – № 1. – С. 37–40.