

Литературы

1. А.С. Кутовой, Нгуен Куок Зунг, Ву Куок Туен и др. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи/ СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2011. – 259 с.
2. Нгуен Х.Н. Эффективность химических методов обработки газо-жидкостных смесей пенообразующим реагентом в газлифтных скважинах / Х.Н. Нгуен, М.М. Кабилов, В.Л. Тю // Нефтегазовое дело, Уфа: УГНТУ, 2008. – Т.6, №1. – С. 79 – 84.

АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОКОМПОНЕНТНОЙ ЗАКАЧКИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ СЕВЕРНОГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР», (ВЬЕТНАМ)

Чан Тхань Нам¹

Научные руководители доцент В.М. Галкин¹, ведущий программист ИХН СО РАН
И.В. Кувшинов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Залежь нефти в фундаменте месторождения «Белый Тигр» является основным эксплуатационным объектом СП «Вьетсовпетро». Это уникальная по строению и запасам ~ 350 млн. тонн (категория В+С1) и ~120 млн. тонн (категория С2). Залежь нефти, площадью 25x5 км², продуктивной толщиной более 1,5 км в интервале абсолютных отметок минус 3050 – 4850 м, замкнутого типа [1].

В настоящее время залежь Северного блока фундамента месторождения «Белый Тигр» находится на стадии падающей добычи (рис. 1).

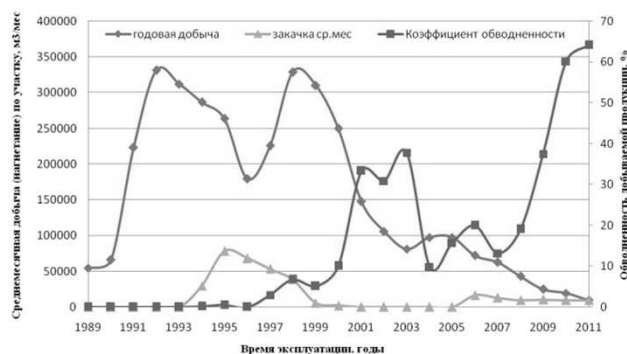


Рис.1 Основные показатели разработки Северного блока фундамента месторождения «Белый Тигр»

По рис. 1 видно, что добывающие скважины обводняются с задержкой относительно начала нагнетания воды на 1 – 3 года. Расчеты фронта заводнения показывают, что за это время вода проходит расстояние порядка 700м при скоростях фильтрации 0,6-1,5м/сут, то есть фронт воды от нагнетания достигает добывающих скважин. Нарастающий характер обводнения в последние годы разработки свидетельствует о формировании устойчивых каналов движения воды между нагнетательной и добывающими скважинами, что делает целесообразным применение потокоотклоняющих технологий, таких, как неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА. Данная композиция разработана в институте химии нефти СО РАН и предназначена для обработки скважин с целью выравнивания профиля приемистости или водонепроницаемости для добывающих скважин, путем создания гелевого экрана под действием температуры пласта. Технология покомпонентной закачки заключается в последовательной закачке в скважину нескольких различных растворов, которые при смешении образуют гель под действием пластовой температуры. Смешивание растворов происходит в результате дисперсии жидкости и задержки ионов и молекул на матрице пласта в процессе фильтрации. Важно отметить, что изменением объемов растворов компонентов и воды можно регулировать расстояние от скважины до гелевого экрана [2].

Эксперименты по смешиванию последовательно закачиваемых оторочек растворов при фильтрации в пористой среде проводили на фильтрационной установке с постоянным перепадом давления. Целью экспериментов было определение коэффициентов дисперсии компонентов композиции ГАЛКА на приближенной физической модели пласта месторождения Белый Тигр. Схема экспериментальной установки, представляющей собой упрощенный жидкостный хроматограф, изображена на рис. 2. Установка представляет собой полипропиленовую колонку длиной 2м с внутренним диаметром 16мм, которую перед каждым опытом заполняли измельченным гранитом, средняя фракция 0,16-0,5мм и насыщали пресной водой. Пористость колонки была в пределах 0,34-0,38, постоянный расход ~ 2мл/мин, расчетная проницаемость по воде ~ 33 Дарси. Такая высокая проницаемость хорошо моделирует высокопроницаемую трещину в трещиноватом гранитном коллекторе месторождения Белый Тигр [3].

Для того чтобы рассчитать характеристики процесса гелеобразования, скорость которого существенно зависит от температуры, определялось радиальное распределение температуры в ПЗП нагнетательной скважины (рис. 3). Оптимальное расстояние для образования экрана, согласно расчетам, составляет 5 – 6м от ствола

скважины, при меньшем расстоянии падает приемистость нагнетательной скважины, при большем расстоянии увеличиваются объемы реагентов.

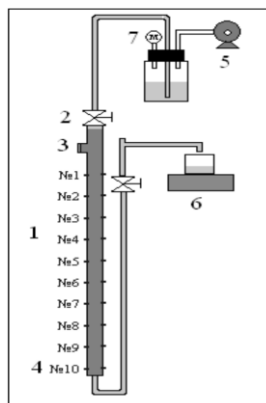


Рис. 2 Схема экспериментальной установки с постоянным перепадом давления. 1 – колонка; 2 – кран; 3 – инжектор; 4 – латунные пары датчиков электропроводности (№ 1-10); 5 – воздушный компрессор; 6 – весы; 7 – манометр

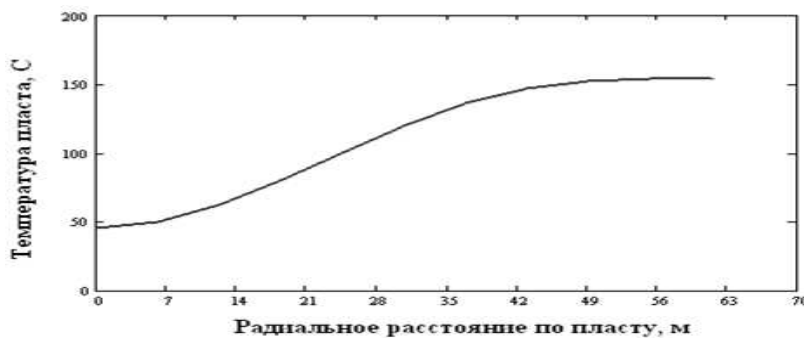


Рис. 3 Радиальный профиль температуры вокруг нагнетательной скважины, с учетом охлаждения пласта при длительной закачке воды

Для распределения температуры, показанного на рис. 3, предлагается использовать состав с терморегулирующей добавкой, чтобы снизить температуру гелеобразования и создать гелевый экран в непосредственной близости от скважины. При расчете покомпонентной закачки ГАЛКА и терморегулятора использовались экспериментально полученные на установке (рис.2) коэффициенты дисперсии: $k=0,9$ для ГАЛКА и $k=0,5$ для терморегулятора. На рис. 4 показана соответствующая зона смешения оторочек, рассчитанная по методике [4].

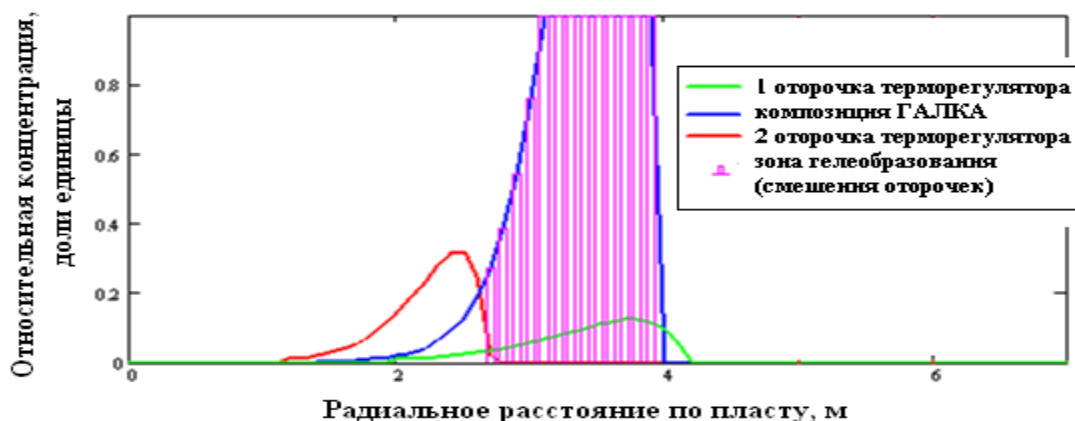


Рис. 4 Концентрации и смешение оторочек при продавке водой 24 часов в интервале гелеобразования 2,8 – 4,1 метров от ствола скважины

Для расчетов схемы обработки скважины использованы данные по пласту и нагнетательным скважинам месторождения Белый Тигр, при этом полагалось, что вся нагнетаемая жидкость идет в верхнюю часть пласта толщиной 750м. Пористость пласта 0,0406; проницаемость пласта 633мД; глубина скважины 4450м; расход воды

при продавке $600\text{м}^3/\text{сут}$, пластовое давление 34Мпа ; давление закачки 0 (можно поднять до 7Мпа); объемы двух оторочек равны и составляют 90м^3 каждая; буферная прослойка воды между ними 60м^3 . По результатам расчетов, оптимальным для данных объемов является время продавки 24 часов, что соответствует 600м^3 объему продавки при темпе закачки $600\text{м}^3/\text{сут}$. Толщина гелевого экрана $\sim 1\text{м}$, расстояние до экрана от скважины $2,8\text{м}$.

Прогноз увеличения добычи нефти от обработки нагнетательной скважины композицией ГАЛКА проводился исходя из расчета увеличения охвата пласта заводнением при создании гелевого экрана, с вовлечением в разработку новых зон пласта с начальной нефтенасыщенностью. Прогнозируется прирост дебита по участку порядка 9% ($35\text{м}^3/\text{сут}$), при продолжительности эффекта 1 год.

Литература

1. Нгуен Хыу Бинь Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1, с. 27 – 33.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии, 2007. – Т. 76. – № 10, с. 1034 – 1052.
3. I.V. Kuvshinov, V.V.Kuvshinov. Laboratory and Field Tests of Component-wise Gel Injection Technology for EOR. IOR 2013 – 17th European Symposium on Improved Oil Recovery St. Petersburg, Russia, 16 – 18 April 2013.
4. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений ГЛАВТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗА Москва-Тюмень-Нижневартовск-1988г. РД 39-0147035-254-88Р.

МЕТОД ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ МОДЕЛЕЙ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ

Чан Нгуен Лонг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В практике нефтегазодобычи в целях определения успешности и технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти широко используются модели добычи нефти в виде заданных с точностью до параметров функций регрессии, получившие название характеристик вытеснения [1,2].

Для повышения точности прогноза добычи нефти и оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) в данной работе предлагается метод, основанный на использовании интегрированной системы моделей характеристик вытеснения с учетом прогнозных значений накопленной добычи нефти полученной на основе интегрированной системы феноменологической модели накопленной добычи нефти с учетом априорной информации об извлекаемых запасах.

Метод оценки технологической эффективности ГТМ. Метод основан на использовании двух интегрированных систем моделей добычи нефти и воды и одной интегрированной системы моделей характеристик вытеснения. Первая интегрированная система моделей накопленной добычи нефти с учетом априорной информации об извлекаемых запасах, предназначенная для прогнозирования добычи нефти, имеет вид [3,4]:

$$\begin{cases} V_i^* = f_i(t, \alpha) + \xi, \\ \bar{S} = f_i(T, \alpha) + \eta, \end{cases} \quad (1)$$

где $V_i^* = (v^*(t_1), v^*(t_2), \dots, v^*(t_n))$ - вектор столбец фактических значений (с начала разработки t_0) накопленной добычи нефти $v^*(t_i)$ за соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}, i = \overline{1, n}$ (год, месяц); $f_i(t, \alpha) = (f_i(t_1, \alpha), f_i(t_2, \alpha), \dots, f_i(t_n, \alpha))^T$ - вектор столбец значений добычи нефти, полученных на основе феноменологической модели $f_i(t, \alpha)$; $\bar{S} = (s_1, s_2, \dots, s_1)^T$ - вектор экспертных оценок извлекаемых запасов нефти за время разработки месторождения T , полученных на основе различных методик их расчета; $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ - вектор неизвестных параметров, ξ, η - векторы случайных величин, представляющие погрешности измерений дебита нефти, ошибки экспертных оценок извлекаемых запасов, неточности выбора модели добычи нефти и т.п.

Прогнозные значения добычи нефти $V_n(t_n + \tau)$ на период τ после проведения ГТМ в момент времени t_n рассчитываются по формуле:

$$V_i(t_n + \tau) = f_i(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*)) \quad (2)$$

где оценки вектора параметров модели (1) α^* и оценка управляющего параметра β^* вычисляются на основе метода интегрированных моделей [3,4] путем решения двух оптимизационных задач:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} (\Phi = J_0(\alpha) + \beta J_a(\alpha)), \quad \beta^* = \arg \min_{\beta} J_0(\alpha^*(\beta)), \quad (3)$$