

Секция 8

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

НОВЫЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА КАФЕДРЕ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

Б.Б. Квеско доцент, А.Т. Росляк профессор
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях подготовка специалистов даже при очной форме обучения связана с усилением роли самостоятельной подготовки студентов и значительным уменьшением часов аудиторной работы. На лекционное изложение специальной дисциплины отводится по 6, в лучшем случае, 8 лекций. Еще хуже с практическими занятиями, аудиторный объем которых иногда доходит до 6 – 8 часов. В данных условиях преподаватель при чтении лекций может изложить лишь основы изучаемого предмета и основные его положения, а при проведении практики только методы решения того или иного класса задач. В тоже время учебной литературы по специальным дисциплинам, в частности по дисциплинам нефтегазового дела, в библиотечном фонде или нет, или очень мало. Последнее не позволяет студентам самостоятельно изучать дисциплины, а ряд необходимых вопросов вообще разбросано по журнальным статьям. Еще более худшая ситуация складывается с заочным образованием, в силу того, что в современных условиях предприятия не могут отпускать своих сотрудников на довольно продолжительные сессии. В нефтегазовой отрасли в настоящее время работает много специалистов, имеющих не профильное образование, что вызывает необходимость в их переподготовке на специальность, связанную с их производственной деятельностью. В тоже время центры, где расположены ВУЗы, соответствующего профиля, расположены достаточно далеко от места расположения данных предприятий, что не позволяет работникам данных предприятий пройти соответствующую переподготовку вовремя.

Указанные выше факторы требуют внедрения в процесс образования новых технологий, позволяющих выйти из указанной патовой ситуации, когда человек даже при большом желании получить образование не может это сделать по техническим (отсутствие методической литературы) и материальным причинам. Данные технологии связаны с внедрением Internet-технологий в режиме прямого общения преподавателей с обучающим контингентом посредством Интернета, и разработкой методических пособий в электронном виде.

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений (ГРМ) Томского политехнического университета занялась разработкой этого вопроса уже со второй половины 90-х годов. В настоящее время оформлены в электронном виде (учебные пособия, лекционный материал в виде презентаций, практикумы и электронные тесты) большинство курсов по специальностям «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и «Геология нефти и газа».

Последние годы показали, что разработка электронных курсов не решает полностью задачи повышения качества обучения студентов-заочников и переподготовки специалистов удаленных от ВУЗа районов. В связи с этим кафедра, совместно с Центром информационных технологий проводит работу над созданием Web-страниц учебных, тестирующих и лабораторных материалов, а также гостевой страницы сайта кафедры (<http://www/grm.narod.ru>), которая позволит проводить консультации преподавателей в чат режиме. Окончание данной работы даст возможность проводить курсы по переподготовке и обучению базовой специальности в части специальной подготовки дистантным образом.

В настоящее время закончена версия электронных комплексов «Виртуальный университетTM» для специальностей: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и «Геология нефти и газа», включающих электронные учебники и тестирующий материал 28 курсов. Данные комплексы позволяют регистрировать одного пользователя или группы слушателей, проводить поиск и распечатывать информацию, проводить статистику успеваемости по проверочному или контрольному тестированию по главам и в целом по всему курсу, автоматически подсоединяться к сайту и электронной почте разработчиков и т.д.

Программный продукт имеет очень низкие системные требования и работает на подавляющем большинстве компьютеров.

Кроме того, на кафедре начались работы по созданию виртуальных лабораторий, что позволит обучающимся закреплять теоретические знания путем проведения лабораторных работ максимально приближенных к натурным условиям, т.к. они проводятся на электронных аналогах реального оборудования с привлечением анимации. Данные виртуальные лаборатории планируется разработать по всем курсам комплекса «Виртуальный университетTM».

Следующее направление – это разработка программного комплекса по осуществлению удаленного эксперимента. Данный комплекс позволяет проводить научный или учебный эксперимент с удаленным доступом, когда пользователь посредством Internet имеет возможность принять участие в самом эксперименте в режиме реального времени.

Следует отметить, что разработка Internet-технологий связана со значительными затратами и сама технология достаточно трудоемка из-за необходимости создания качественных электронных вариантов учебных курсов; виртуальных лабораторий, позволяющих проводить лабораторные работы в режиме реального времени

при замене реальных установок их компьютерными аналогами. В связи с вышеизложенным, считаем, что необходима интеграция высших учебных заведений, НИИ и промышленных предприятий в выполнении работ по данному направлению.

РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «МОНГИ» (САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Д.О. Аистов

Научный руководитель доцент И.А. Иванова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одно из крупнейших месторождений суши Сахалина Монги расположено в Ногликском районе Сахалинской области на побережье Ныйского залива Охотского моря. Ближайшие населенные пункты – районный поселок Ноглики, расположенный в 40 км южнее месторождения и в 170 км на север находится г. Оха. Нефтегазовая отрасль является базовой для района. Стремительный рост добычи нефти и газа в Ногликском районе произошел после открытия и ввода таких месторождений, как Монги, Набиль, месторождения имени Р.С. Мирзоева, разработку которых ведет нефтегазодобывающее управление (НГДУ) «Катанглинефтегаз». В 1977 г. извлекли около 240 тыс. т, а в 1981 г. добыча составила 1219 тыс. т нефти. На месторождении Монги с 1975 по 1977 гг. проводилась опытно-промышленная эксплуатация, а с 1977 г. начата промышленная разработка нефтяных и газовых горизонтов. В 1983 г. завершены работы по подсчету запасов нефти, газа и конденсата, на основании которых в 1984 г. составлена технологическая схема разработки. Согласно последней выделено 16 объектов разработки. Из них 4 объекта (II, IV-VI, X и XIII пласты) разрабатываются с применением законтурного заводнения, остальные – на естественном режиме. На 1.01.2006 г. из месторождения отобрано 2239 млн м³ газа или 52 % от запасов свободного газа, отбор стабильного конденсата за весь период разработки составил 30 тыс. т, товарного конденсата 21,3 тыс. т. [1].

Целью настоящей работы является анализ технологии сбора и подготовки газа на установке подготовки газа (УПГ) месторождения Монги. Было предложено заменить систему гликолевой осушки газа производства германской фирмы DSD-СТА на отечественные аппараты, работающие по принципу низкотемпературной сепарации (НТС). Основанием для замены послужил физический износ оборудования, находящегося в эксплуатации с 1990 г. В связи с этим был произведен анализ работы различного теплообменного оборудования, в результате был выбран метод низкотемпературной сепарации, как наиболее экономичный и подходящий для данного месторождения.

В новой схеме предусматривается установка двух сепараторов и дополнительного дросселирующего устройства для дополнительного снижения давления и температуры.

Для правильного подбора оборудования были выполнены следующие расчеты.

1. Расчет температуры газа в конце процесса дросселирования (для определения температур сепарации).

Физическая сущность метода НТС, основанного на применении дроссель-эффекта, заключается в снижении давления газа на специальном штуцере. В результате снижения давления происходит расширение газа с поглощением тепла и, как следствие, снижение температуры. Величина снижения температуры при падении давления на один МПа называется коэффициентом Джоуля-Томсона и для разных газов в среднем равна 2,5–4 °С/МПа [2].

Расчет коэффициента Джоуля-Томсона и конечной температуры в процессе дросселирования проводится в следующей последовательности:

- определяют псевдокритические параметры газовой смеси;
- определяют удельную молярную теплоемкость газа C_{p0} , кДж/(кмоль·К);
- рассчитывают приведенные параметры газа;
- по графику определяют изотермическую поправку к теплоемкости в зависимости от давления ΔC_p , кДж/(кмоль·К);
- вычисляют изобарную теплоемкость газовой смеси по формуле:

$$C_{pсм} = C_{p0} + \Delta C_p; \quad (1)$$

- по графику при известных приведенных параметрах газа определяют обобщенную функцию Джоуля-Томсона;
- вычисляют коэффициент Джоуля-Томсона, °С/МПа по формуле:

$$D_1 = \frac{4,19 \frac{T_{кр}}{P_{кр}} \left[\frac{P_{кр}}{T_{кр}} \cdot D \cdot C_{pсм} \right]}{C_{pсм}}; \quad (2)$$

- рассчитывается температура в конце процесса дросселирования T_2 , К:

$$T_2 = T_1 - (P_1 - P_2) \cdot D_1. \quad (3)$$

Из расчета следует, что в блоках редуцирования перед первой ступенью сепарации с понижением давления на 1 МПа происходит снижение температуры на 2,7 °С.

Для определения дроссель-эффекта перед второй ступенью сепарации расчет повторяется для газа с компонентным составом после первой ступени сепарации.

2. Технологический расчет центробежного регулируемого газосепаратора.

3. Технологический расчет газосепаратора сетчатого.

В процессе расчета нововведенного оборудования были подобраны сепараторы, удовлетворяющие заданным условиям работы. В качестве сепаратора I ступени выбран центробежный регулируемый газосепаратор ЦРС-2-160-179-24. В качестве сепаратора II ступени выбран сетчатый газосепаратор ГС-I-800-6.4.

4. Расчет процесса низкотемпературной сепарации для определения конечного состава газа и количества выхода газа и конденсата.

Этот расчет необходим для вычисления объемов продукции при НТС. Расчет проводится для эксплуатации в 2009 г.

Результаты расчета конечной температуры после дросселирования:

– параметры I ступени сепарации – $P_{сеп} = 10$ МПа, $T_{сеп} = 268$ К;

– параметры II ступени сепарации – $P_{сеп} = 6$ МПа, $T_{сеп} = 260$ К.

Результаты расчета парожидкостного равновесия газоконденсатных смесей, проведенного с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты расчета парожидкостного равновесия газоконденсатных смесей

	Из сепаратора I ступени			Из сепаратора II ступени		
	смесь	жидкость	пар	смесь	жидкость	пар
Молярные доли	1	0,00585	0,99415	1	0,00107	0,99893
Молекулярный вес	17,32	106,1	17,26	16,85	91,96	17,25
Плотность кг/м ³	0,747	719,4	0,721	0,721	740	0,718

В газожидкостной смеси, поступающей на УПГ объемом 0,53 млн м³/сут., при стандартных условиях содержится 22037,422 кмоль.

Методика расчета количества выхода газа и конденсата:

– определяется число молей газа и жидкости сепарации по формуле:

$$(F_r)_c = V_c \cdot F; (F_j)_c = (1 - V_c) \cdot F, \quad (4)$$

где V_c - молярная доля газовой фазы; F - число молей смеси.

– рассчитывается объем газа сепарации и насыщенного конденсата по формуле:

$$(q_r)_c = 24,05 \cdot (F_r)_c; (q_j)_c = (F_j)_c \cdot M_{н.к} / \rho_{н.к}, \quad (5)$$

где $M_{н.к}$, $\rho_{н.к}$ - молекулярная масса и плотность насыщенного конденсата сепарации соответственно.

– определяется масса газа сепарации и жидкости:

$$m = q \cdot \rho. \quad (6)$$

Результаты расчета занесены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета НТС

	Объем, м ³ /сут.	Масса, кг
Газ сепарации I ступени	526899,50	379894,54
Газ сепарации II ступени	526335,71	377909,05
Конденсат I ступени	19,01	13678,29
Конденсат II ступени	2,91	2155,74

Таким образом, подготовка газа на УПГ месторождения Монги осуществляется за счет понижения давления газа в блоках редуцирования I и II ступенях. Расчет температуры II ступени сепарации газа показал, что дроссель-эффект в расчетный период времени эффективен и степень подготовки газа отвечает требованиям ОСТ 51.40-93. На основании проведенных расчетов произведен выбор оборудования и установлен режим работы УПГ месторождения Монги по новой схеме. Экономический эффект от предложенного мероприятия по замене оборудования составил 1805,31 тыс. руб./год. Следовательно, замена импортного оборудования на отечественное, работающее по принципу низкотемпературной сепарации, целесообразна.

Литература

1. Брезин А.М. Расчет показателей разработки газовых объектов месторождения Монги (о. Сахалин) // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XI Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. – Томск, 2007. – С. 391–393.
2. Борщенко Л.И. Подготовка газа и конденсата к транспорту. — М.: Недра, 1987. — 352 с.

МЕТОД АДАПТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

А.С. Аниканов, П.В. Сергеев

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе предлагается метод адаптивной идентификации параметров нефтяных пластов и скважин по кривой восстановления давления (КВД), позволяющий определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе гидродинамических исследований скважин (ГДИС), не планируя заранее время их завершения. Проводится сравнение предложенных алгоритмов с классическими приближениями метода наилучшего совмещения на основе промысловых данных, полученных при исследовании скважин методом кривой восстановления уровня (КВУ).

Адаптивная идентификация параметров пластов и скважин по КВД

Суть метода адаптивной идентификации заключается в последовательном, по мере получения информации о забойном давлении, вычислении оценок параметров модели КВД

$$\alpha_n^* = \arg \min_{\alpha} (\Phi = J_0 + J_1 = \|P_3^* - P_3(\alpha)\|_K^2 + \|\bar{\alpha} - \alpha\|_W^2), n = n_n, n_n + 1, n_n + 2, \dots, n_n + n_k, \quad (1)$$

где $\arg \min_x \Phi(x)$ означает точку минимума комбинированного функционала качества $\Phi(x^*) = \min_x \Phi(x)$ ($\|X\|$ – норма вектора X); $P_3^* = (P_3^*(t_i), i = \overline{1, n})^T$ – вектор фактических значений забойного давления; $P_3(\alpha) = (f(\alpha, t_i), i = \overline{1, n})$ – вектор значений забойного давления, полученный на основе модели КВД, представленной известной функцией $f(t, \alpha)$ с точностью до вектора параметров $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ (гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор скважины и т.п.); n_n – число измерений забойного давления в начальном участке КВД $[t_0, t_n]$; n_k – число измерений забойного давления, необходимых для обеспечения требуемой точности оценок (1); $K = \text{diag}(w(i), i = \overline{1, n_k})$ – диагональная матрица значений весовой функции, определяющая значимость (вес) забойных давлений $P_3^*(t_i), i = \overline{n_n, n_k}$ по отношению к забойному давлению $P_3^*(t_n)$ в момент времени t_n ; $W(\beta = \text{diag}(\beta_j, j = \overline{1, m}))$ – диагональная матрица, определяющая значимость (вес) дополнительных априорных данных о параметрах модели КВД $\bar{\alpha} = (\bar{\alpha}_1, \bar{\alpha}_2, \dots, \bar{\alpha}_m)$. В простом случае $W(\beta = \beta I$, где I – единичная диагональная матрица.

Следует отметить, что выбор весовой функции $w(t)$ зависит от принятой стратегии обработки КВД. Например, при значениях весовой функции $w(i) = 1, \forall i = \overline{n_n, n_k}$, все данные забойного давления «равноправны», что целесообразно в случае адекватной модели КВД $f(t, \alpha)$. При значениях весовой функции $w(i) = 1, i \in \overline{1, n_n}$, в обработке участвуют данные, попавшие в выбранный (базовый) участок КВД $[n_n + i, n_n + i + n_\sigma], i = \overline{1, n_n}$, что характерно для стратегии «скользящего интервала». Функционал J_1 в (1) введен по аналогии с [1] для обеспечения устойчивости и повышения точности оценок параметров КВД, где в качестве априорной информации $\bar{\alpha}$ могут быть использованы экспертные оценки параметров нефтяных пластов и скважин, полученные до проведения исследований, а также оценки параметров, полученные в процессе проведения исследований $\bar{\alpha} = \alpha^*, \alpha = \alpha_2, \dots, \bar{\alpha}_{i-1} = \alpha_{i-1}^*$. Следует также отметить, что при отсутствии априорной информации ($\beta_j = 0, j = \overline{1, m}$) и при $w(i) = 1, \forall i \in \overline{1, n_k}$ оценки параметров (1) совпадают с классическими приближениями метода наилучшего совмещения [2].

Решение о завершении исследования может быть принято на основе визуального анализа графика зависимости оценок (1) от времени (рис.), либо по критерию стабилизации решения, где за n_k , например, принимается то значение n , при котором выполняется неравенство $|(\alpha_{n-i}^* - \alpha_n^*) / \alpha_n^*| \leq \varepsilon, i = 1, 2, 3$ (ε – заданная точность).

Результаты анализа точности оценок

Исследование точности оценок фильтрационных параметров и пластового давления проводилось на основе (1) с использованием модели КВД для однородного неограниченного нефтяного пласта:

$$f(t, \sigma, \chi) = \frac{q_0}{4\pi\sigma} \ln\left(\frac{\chi t}{r_c^2}\right), \quad (2)$$

где σ, χ – гидропроводность и пьезопроводность пласта, r_c, q_0 – радиус и дебит скважины до ее остановки. Для модели КВД (2) оптимизационная задача (1) сводится к решению системы линейных уравнений:

$$(F^T KF + W) \cdot \alpha_n^* = (F^T KP_3^* + W \bar{\alpha}_n), \quad (3)$$

где: $F = (1, \ln(t_i), i = \overline{1, n_k})$ – матрица, $\alpha_n^* = (\alpha_{1n}^*, \alpha_{2n}^*)$ – оценки параметров $\alpha_1 = (q_0 / 4\pi\sigma) / \ln(\chi / r_c^2)$, $\alpha_2 = q_0 / 4\pi\sigma$.

На рис. приведены данные забойного давления, полученные при исследовании скважины методом КВУ и оценки пластового давления $P_{ni}^*(n)$, рассчитанные на основе (3) с использованием стратегии «скользящего интервала» с количеством точек в базовом интервале, равном 10 ($n_o = 10$) и $n_n = 6$

$$P_{ni}^*(n) = f(T, \sigma_n^*, \chi_n^*), \quad (4)$$

где $\sigma_n^* = q_0 / 4\pi\alpha_{2n}^*$, $\chi_n^* = r_c^2 \exp(\alpha_{1n}^* / \alpha_{2n}^*)$, $T = 200$ час.

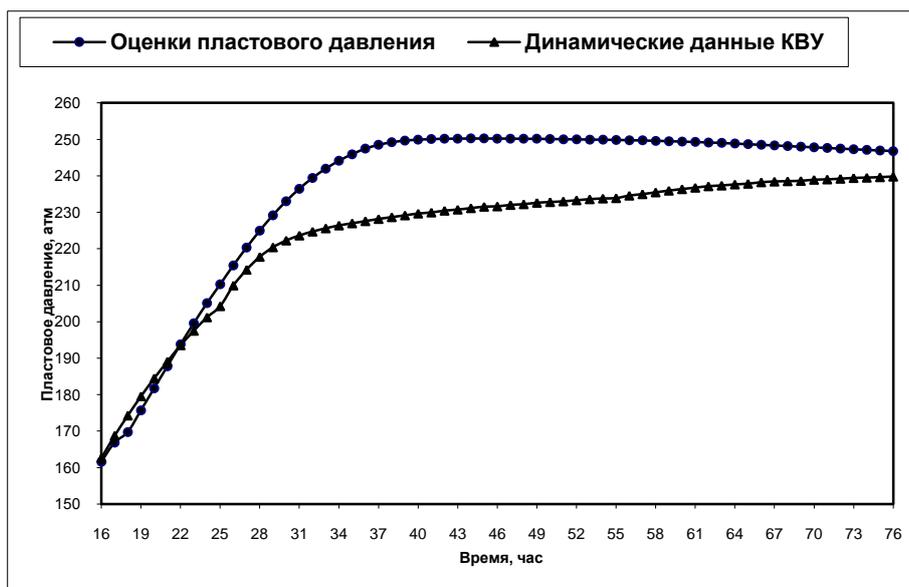


Рис. 1. Динамические данные КВУ и оценка пластового давления интерпретируемой скважины

Из рис. видно, что оценки пластового давления после 40 ч исследований стабилизировались на уровне 250 атмосфер, что говорит о целесообразности прекращения исследований. Следует отметить, что при использовании метода наилучшего совмещения при обработке всей КВД, полученной за 76 ч исследований, оценка пластового давления равна 249 атмосфер. Аналогичные результаты имеют место при использовании оценок (1), (3) в интерпретации результатов исследований скважин месторождений Томской и Тюменской области, что подтверждает целесообразность использования предлагаемого метода.

Выводы:

Предложен метод и алгоритмы адаптивной идентификации ГДИС по КВД, которые позволяют:

1. Определять параметры нефтяных пластов и скважин в процессе проведения гидродинамических исследований скважин по КВД;
2. Учитывать дополнительную априорную и апостериорную информацию, полученную в ходе проведения исследований;
3. Принимать решения о прекращении исследований в ходе их проведения, что позволяет значительно сократить простой скважин и увеличить добычу нефти.

Литература

1. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неуставившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации // Известия ТПУ. – 2006. – Т. 309. – № 5. – С.156 – 161.
2. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ СУПЕРКОЛЛЕКТОРОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ФИЛЬТРАЦИИ МУЛЬТИФАЗНЫХ ФЛЮИДОВ

К.А. Антипова

Научный руководитель старший преподаватель О.А. Кулакова
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Накопленный богатый экспериментальный материал по выделению в разрезе Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения зон древних водонефтяных контактов послужил основой для исследования вопросов воздействия на сложнопостроенный карбонатный коллектор месторождения пластовых (газ, вода, нефть) и техногенных (буровой и тампонажный растворы) мультифазных флюидов.

В лабораторных условиях нами исследован керн 6 крупнейших месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, сложенных карбонатными массивами. Образцы керна отбирались непосредственно на скважинах, а также в кернохранилищах и представляют собой эксклюзивный материал. Из керна было изготовлено и исследовано под микроскопом более 2000 больших литологических шлифов. Объектом данных исследований послужили среднекаменноугольные и верхнедевонские отложения карбонатного комплекса Карачаганакского газоконденсатного месторождения (КГКМ), расположенного на севере восточного борта Прикаспийской впадины, вскрытые скважинами № 2, 9, 10, 19, 100 и залегающие в интервале глубин 3704–5356 м.

Среди выделенных в разрезах скважин пластов присутствуют представители не менее четырех классов коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам (поровые, каверно-поровые, трещинно-поровые, трещинно-каверно-поровые), четырех классов по литологическим характеристикам (биогермные, биоморфно-детритовые, органогенно-обломочные, биохимические), трех классов по содержанию доломитовой фракции (известняки, известково-доломитовые породы, доломиты), несколько классов по характеру флюидосодержания (газоносные, нефтеносные, конденсатные, водоносные) и неизвестно, сколько классов неколлекторов.

Детальные литологические исследования позволили выделить в разрезах скважин пропластки измененных карбонатных коллекторов, залегающие на глубинах 2500–5200 м и справедливо считающиеся суперколлекторами (рис. 1), которые обладают уникальными фильтрационно-емкостными свойствами. Значения открытой пористости в них колеблется от 30 до 50 %, а проницаемость до 4 мкм². Характерная особенность суперколлектора – в соотношении его проницаемости к выше- и нижезалегающим пропласткам, прослоям, которое оценивается в сотни и тысячи раз. Суперколлекторы имеют очень низкие прочностные свойства и способны разрушаться при минимальных депрессиях от 0,1 до 0,4 МПа. При этом они являются самыми продуктивными – 45–75 % дебита скважин приурочены к интервалам залегания суперколлекторов. Процессы вторичного разуплотнения отчетливо наблюдаются нами в шлифах и проиллюстрированы микрофотографиями.

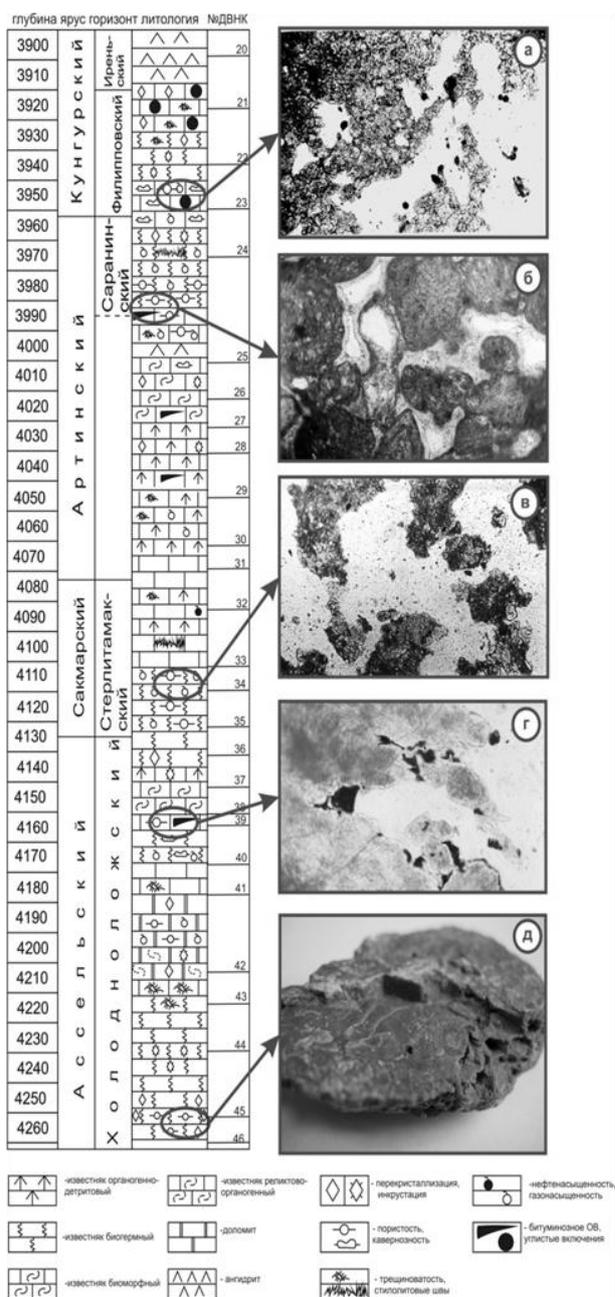


Рис. Расположение прослоев с аномально высокой пористостью в разрезе Карачаганакского месторождения: а – пористость 35 %, б – пористость 20 %, в – пористость 47 %, г – пористость 27 %, д – образец керна, пористость 25 %

Водонефтяной контакт (ВНК) – часть залежи углеводородов, в которой непосредственно контактируют порода, пластовая вода и углеводороды (УВ) и происходит резкая смена обстановок, приводящая к интенсивному протеканию физико-химических, диффузионных и биохимических процессов. Породы, углеводороды и вода являются равноправными участниками всех физических и химических превращений и несут следы наложенного видоизменения.

При составлении образа залежи породу – коллектор в условиях пласта мы рассматриваем как дисперсную систему с твердой дисперсионной средой и пластовым мультифазным флюидом в качестве дисперсной фазы.

Механизм движения мультифазных потоков в реальных пористых средах чрезвычайно сложен и зависит как от свойств фильтрующей жидкости, так и от свойств пористой среды. В твердых дисперсных системах, хотя и очень медленно, идут процессы, сопровождающиеся увеличением поверхностной энергии, например, процессы растворения. Процессы растворения пород стадийны, они начинаются с микритизации и коррозии кристаллов, приводят к выщелачиванию и заканчиваются увеличением порового объема и образованием каверн. Формируются зоны разуплотнения, при этом в шлифах хорошо заметны результаты растворения породы.

По ходу смещения ВНК процессами растворения скелетной части породы охватывается весь объем нефтенасыщенных коллекторских сред. Эти процессы проиллюстрированы микрофотоснимками (рис.). Физическое состояние породы газовой части (Карачаганакская, скв. 2, глубина 3090 м.) значительно дальше от начального, скелетного, чем у пород нефтяной части (Карачаганакская, скв. 2, глубина 4109 м), поскольку здесь фазовые превращения идут быстрее и интенсивнее.

Несколько иной подход применен при изучении сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта под воздействием техногенных мультифазных флюидов.

Качество строительства скважин, в том числе и качество вскрытия продуктивного пласта, во многом зависит от применяемого бурового раствора, поскольку буровой раствор является первой технологической жидкостью, которая вступает во взаимодействие с вновь вскрываемой породой.

С целью сохранения свойств коллектора в скважинах, в которых коллектор особенно подвержен воздействию, разработан специальный подбор рецептур тампонажных и буровых растворов, соприкосновение которых с продуктивными пластами не оказывает или значительно снижает отрицательное воздействие техногенной мультифазной системы на призабойную зону коллектора.

Проницаемость, прямая и обратная, определялась по уникальной методике, разительно отличающейся от методов, применяемых ранее. Программа была разработана на кафедре БНГС, в основе содержит известный алгоритм Данюшевского, однако, учитывает также конфигурацию порового пространства, термобарические условия, реологические характеристики флюидов.

Все БР образуют на стенках скважины фильтрационную корку, которая способствует снижению негативного влияния как бурового, так и тампонажного раствора на продуктивный пласт. Однако, ввиду того, что цементные растворы обладают высокой водоотдачей, фильтрат тампонажного раствора проникает в продуктивный пласт на значительную величину.

Нами поставлен эксперимент (под руководством В.В. Живаевой) по изучению влияния фильтрата цементного раствора на проницаемость коллектора. Воздействие производилось как через глинистую корку, так и в ее отсутствие.

Обобщение информации проведено по следующим направлениям:

1. Согласно нашим представлениям, существенную роль в осложнении первичной слоистости карбонатного коллектора и образовании суперколлекторов на больших глубинах играют катагенетические процессы, происходящие на водонефтяных контактах. До начала бурения с большой точностью, используя модель любой залежи, можно прогнозировать глубину залегания суперколлекторов и указывать наиболее продуктивные отложения, дающих продукцию при минимальных депрессиях.

2. Исследование влияния буровых и фильтратов тампонажных растворов на пласт, в том числе и на суперколлектор, а так же их взаимодействие между собой и с пластовым флюидом в данный момент находится на стадии эксперимента.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ВГВ

Д.А. Анурьев

Научный руководитель профессор И.Н. Кошовкин
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Одним из самых достоверных методов прогнозирования разработки месторождений на сегодняшний день является гидродинамическое моделирование. Но точность его результатов сильно зависит как от количества и качества входных данных, так и от численных моделей, используемых для расчета. С наибольшим количеством неопределенностей приходится сталкиваться при моделировании сложных процессов, которыми являются газовые и водогазовые методы воздействия на пласт, где необходимо рассматривать совместное течение трех фаз, а в случае режима смешивающегося вытеснения и композиционные эффекты.

В работе рассмотрено гидродинамическое моделирование процесса закачки водогазовой смеси в пласт на примере секторной композиционной модели. Сектор представляет собой четверть пятиточечного элемента разработки размером 500×500×5 м, с одной нагнетательной и одной добывающей скважинами. В данном случае,

в модели можно выделить несколько зон с различными механизмами вытеснения нефти (рис. 1). В районе нагнетательной скважины, где за счет давления достигаются минимальные термобарические условия смесимости нефти и газа, процесс будет определяться жирностью газа и его процентным соотношением в смеси. Далее по пласту, где имеет место совместное течение нефти, газа и воды, но при этом условия смесимости не достигаются, характер вытеснения будет определяться моделью относительных трехфазных проницаемостей. В отдалении от нагнетательной скважины, за счет гравитационной сегрегации, газ будет проходить по верхней части пласта, в то время как вода по нижней [3]. Размер данных зон, эффективность вытеснения в каждой из них и по всему сектору в целом будут зависеть от целого ряда параметров, значение которых не всегда удается точно определить. В рамках данной работы рассмотрено влияние на результат расчетов следующих параметров:

Выбор модели трехфазной проницаемости.

Вертикальная неоднородность пласта.

Минимальное давление смесиваемости.

Критическая газонасыщенность.

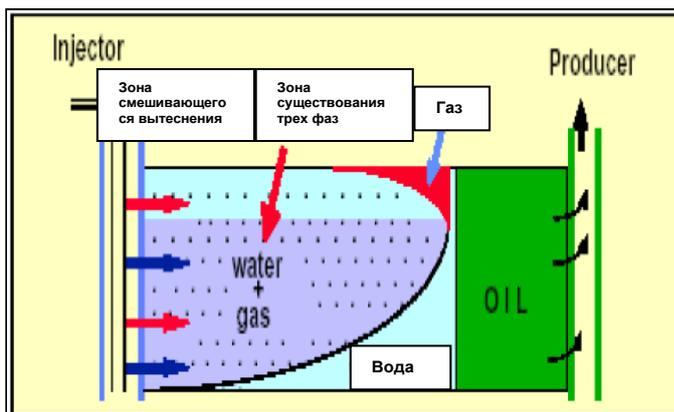


Рис. 1. Схема процесса закачки водогазовой смеси в пласт

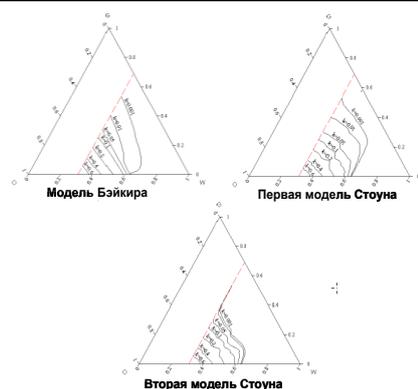


Рис. 2. Модели ОФП для трех фаз

При достижении определенных термобарических условий, газ может смешиваться с нефтью, в следствие чего коэффициент вытеснения значительно увеличивается. Поэтому, при моделировании газового воздействия, важно знать условия достижения смешивающегося режима вытеснения, а следовательно и зону его охвата. Минимальное давление, при котором достигается смешивающийся режим, зависит от свойств нефти, жирности газа и пластовой температуры. Для оценки влияния размера зоны охвата смешивающимся вытеснением в работе рассматривалась закачка трех газов различного компонентного состава, минимальные давления смесиваемости с пластовой нефтью для которых составляют 240, 270 и 320 атм.

Как уже было сказано, одним из источников неопределенностей при моделировании газового и водогазового воздействия, являются кривые относительных фазовых проницаемостей. Для того чтобы точно задать их, необходимо очень больше число экспериментальных замеров для разных насыщенностей. С учетом того, что относительные проницаемости зависят не только от текущей насыщенности, но и от истории ее достижения, проведение необходимого количества экспериментов очень дорого и занимает много времени. Поэтому ОФП для трех фаз как правило интерполируются с двухфазных кривых. Существует множество моделей интерполяции, наиболее распространенные из которых модель Бэйкира, первая и вторая модели Стоуна. На рис. 2 приведены типичные относительные фазовые проницаемости нефти, рассчитанные по этим моделям. Видно, что наибольшее отличие значений относительной фазовой проницаемости нефти имеет место при низком содержании газа и относительно высокой водонасыщенности. Так как в ходе закачки ВГС в пласт высокая газонасыщенность не достигается (содержание газа в смеси около 30 % в пластовых условиях), выбор модели трехфазной относительной проницаемости может оказать значительное влияние на результат расчета.

Параметр	Принимаемые значения		
	min	mean	max
Модель ОФП	Бэйкир	Стоун1	Стоун2
Kv/Kh	0.05	0.1	0.2
Давление смесиваемости	240	270	320
Sgcr	0	0.1	0.15

Рис. 3. Значения параметров

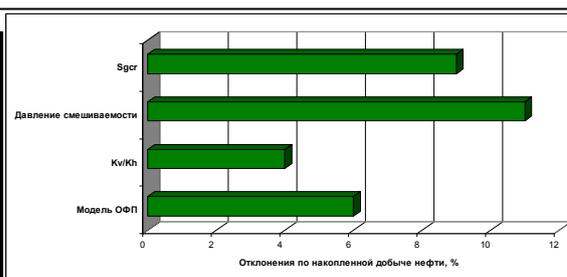


Рис. 4. Влияние параметров на результат

В виду низкой плотности и очень высокой подвижности газа, вертикальная неоднородность оказывает куда более сильное влияние на ход процесса ВГВ по сравнению с традиционным заводнением. Отношение вертикальной и горизонтальной проницаемости в геологических и гидродинамических моделях зависит от результатов исследований керна и расчлененности скважин. Данный параметр может принимать широкий диапазон различных значений и вносит большую неопределенность в результат прогноза эффективности водогазового воздействия. В расчетах использовались три значения данного параметра 0,05; 0,1 и 0,2.

Значения вышеперечисленных параметров, используемые в расчетах сведены в таблице (рис. 3). Как правило при моделировании газового или водогазового воздействия, вертикальная неоднородность является одним из ключевых параметров, но в данном случае, наибольшее влияние оказывает компонентный состав закачиваемого газа (рис. 4). Это объясняется тем, что пласт имеет небольшую мощность, и процесс разделения смеси на газ и воду не успевает развиваться. В общем, степень влияния каждого из этих, а так же множества других, параметров на результаты оценки эффективности ВГВ для каждого отдельного случая будет отличаться. Поэтому для расчета достоверного прогноза, необходимо определить параметры, вносящие наибольшую неопределенность. Далее можно уточнить эти параметры дополнительными экспериментами, или учесть диапазон изменения их значений в конечном результате. Для этих целей могут использоваться методы статистики, позволяющие учесть вероятностное распределение неопределенных параметров, и исходя из этого, строить тот или иной прогноз с указанием вероятности его достижения. Данный подход позволит оценить геологические и технологические риски, и будет полезен в процессе принятия решений [1, 2].

Литература

1. Bronchalo J., Venkatarman R., Blunt M.J. – A Multiscale Methodology for Simulating Miscible Gas Injection Projects Applied to North African Oil Field. SPE 90247. 2004.
2. Lechner J.P., Zangl G. Treating Uncertainties in Reservoir Performance Prediction with Neural Networks. SPE 94357. 2005.
3. Madhav M. Kulkarni – Immiscible and Miscible Gas-Oil Displacements in Porous Media. 2003.

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОЛГО –УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

А.И. Асылбаева

Научный руководитель профессор С.К. Мустафин
Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

На территории Российской Федерации находятся три крупные нефтегазоносные провинции: Западно–Сибирская, Волго–Уральская и Тимано–Печерская.

Волго-Уральская – вторая по значению нефтяная провинция, после Западно–Сибирской. На востоке ограничена Уралом, на юге – Прикаспийской впадиной, на севере – Тиманским кряжем, на западе - Сысольским, Котельничским, Токмовским сводами и Воронежским массивом. Общая площадь 700 тыс. км². Открыто свыше 900 нефтяных и 50 газовых месторождений. Промышленные залежи приурочены к отложениям девона, карбона, перми и находятся на глубине от 1600 до 3000 м, т. е. ближе к поверхности по сравнению с Западной Сибирью, что несколько снижает затраты на бурение. Волго-Уральский район дает 24 % нефтедобычи страны. Подавляющую часть нефти и попутного газа (более 4/5) области дают Татария, Башкирия, Самарская область. Главные месторождения: Ромашкинское, Оренбургское, Туймазинское, Шкаповское, Арланское и др. Значительная часть нефти, добываемая на промыслах Волго-Уральской нефтегазоносной области, поступает по нефтепроводам на местные нефтеперерабатывающие заводы, расположенные главным образом в Башкирии и Куйбышевской области, а также в других областях (Пермской, Саратовской, Волгоградской, Оренбургской) [1].

В связи с истощением запасов добываемой нефти остро встает проблема использования высвобождающейся рабочей силы и существующей промышленной и энергетической инфраструктур. Поэтому необходимо обратить внимание на пластовые воды нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, содержащие в промышленных масштабах бром, йод, хлористый натрий, хлористый кальций, другие соли и редкие элементы, имеющие перспективное значение для промышленности.

Важным преимуществом подземных вод, как сырьевого источника редких элементов, является: низкая себестоимость продукта, т. к. подземные воды - полноценное сырье, отдельные их геохимические типы обладают сравнительно высокой технологичностью, эксплуатация водных месторождений редких элементов не требует дорогостоящих горных разработок.

Добыча 3,5 млрд т нефти на месторождениях Волго–Уральской нефтегазоносной провинции потребовала 100 млрд м³ воды. Водоносный комплекс при добыче углеводородов подвержен мощному и длительному техногенному воздействию [2].

В этой работе рассматриваются наиболее крупные месторождения этой провинции: Туймазинское нефтяное и Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождения (НГКМ).

Пластовые воды продуктивных горизонтов Туймазинского нефтяного месторождения представляют собой метаморфизованные рассолы хлоркальциевого типа (табл. 1). Общая минерализация в нижнем карбоне достигает 250, в девоне – до 280 г/л. Соли в растворе представлены практически только хлоридами с преобладанием хлорида натрия. Содержание хлорида натрия составляет 62–65 %. Содержание попутных

микрокомпонентов составляет: калия – до 1,5 г/л, йода – 4, аммония – 160–170, бария – до 100, стронция – 100–500 мг/л; особенно высоко в девонской воде брома – до 1,2 г/л [1].

В отличие от Туймазинского нефтяного месторождения Оренбургское газоконденсатное месторождение считается уникальным, так как добываемое сырье содержит ряд ценнейших компонентов, которые извлекаются при его переработке в виде товарных продуктов: гелий газообразный, сера жидкая и комовая, смесь природных меркаптанов (одорант).

Запасы газа составляют 1,6 трлн м³. В газе содержится конденсат, сероводород, меркаптаны, сероокись, углекислый газ и гелий. Содержание сероводорода в газе по площади месторождения различное и колеблется в пределах от 1,3 до 4,5 % объемных. Газоконденсатный фактор около 100 см³ на 1 м³ газа.

Для промышленного извлечения йода и брома приняты следующие предельно минимальные концентрации их в воде: йода 18 мг/л (йодные воды), брома 250 мг/л (бромные воды), при совместном извлечении йода и брома (йодо – бромные воды) концентрации их должны быть, соответственно, не менее 10 мг/л и 200 мг/л. Подземные воды с такими и более высокими концентрациями йода и брома на Оренбургском НГКМ развиты в соляных отложениях кунгурского яруса нижней перми, перекрывающих газоконденсатную залежь, и в карбонатных отложениях нижней перми и карбона, подстилающих газоконденсатную залежь.

Рассолы соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми имеют общую минерализацию 308–365 г/л, pH 4,5–6,0, по классификации В.А. Сулина относятся к хлоромagneиевому типу. В анионном составе доминирует хлор. Из катионов в большинстве случаев преобладает магний, реже натрий, содержание кальция низкое. Для кунгурских рассолов характерно высокие содержания калия, брома, бора и сравнительно невысокие концентрации йода, стронция.

Таблица 1

Свойства и ионный состав солей пластовых вод[1]

Показатели	Объекты						
	Продуктивные пласты				фамен	турней	бобриков- гкий
	ДІV	ДІШ	ДІ	ДІ			
Общая минерализация, г/л	275	285	285	285	265	253	253
Вязкость (в пластовых условиях), мПа·с	1,3	1,3	1,3	1,3	-	1,3	1,3
Газосодержание, м ³ /м ³	нет данных		3,25	3,25	нет данных		нет данных
Содержание ионов, мг/л:							
Cl	169,0	175,0	175,0	175,0	162,0	157,0	155,5
so ₄ ^{''}	0,06	0,03	0,03	0,03	0,62	0,31	0,45
HCO ₃ [']	0,01	0,01	0,01	0,01	0,06	0,17	0,64
Ca ^{''}	27,4	26,5	26,5	26,5	13,9	12,5	13,8
Mg ^{''}	5,0	4,8	4,8	4,8	5,0	5,9	5,3
Na ⁺ +K [']	72,0	77,0	77,0	77,0	83,0	80,0	78,0

Пластовые воды карбонатных отложений нижней перми и карбона, подстилающие газоконденсатную залежь по всему разрезу водонапорной системы характеризуются близким, практически однородным составом. Они имеют плотность 1,16–1,18 г/см³, общую минерализацию 240–280 г/л, в ионном составе доминируют хлор и натрий, кальций преобладает над магнием, калий содержится в количестве 1400–2000 мг/л. Содержание микроэлементов (мг/л): йода 10–25, брома 345–990, лития 13–43, стронция 216–308. Газонасыщенность пластовых вод 1100–4000 см³·л. Водорастворенный газ содержит (в %): углеводороды 22–46; азот 0,5–0; двуокись углерода (углекислый газ) 25–50; сероводород 21–54 [3].

Примечание: 1* - рассолы соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми; 2** - пластовые воды карбонатных отложений нижней перми и карбона, подстилающие газоконденсатную залежь.

На основании приведенных данных пластовые воды водонапорной системы ОГНKM представляются нам перспективными в качестве йодо – бромного гидроминерального сырья. Самым простым вариантом их использования является бурение скважин глубиной 2300–2700 м на наиболее водообильный визейско – башкирский комплекс карбонатных отложений. Добыча воды должна осуществляться посредством глубинных насосов. Но с позиции экономики этот вариант является наиболее дорогостоящим, поскольку требует бурения значительного количества новых скважин при нынешней стоимости строительства одной такой скважины не менее 30 млн руб.

Второй вариант заключается в добыче пластовой воды, вошедшей в газоконденсатную залежь и уже сейчас отбирающейся эксплуатационными газовыми скважинами. Конечно, того количества попутной пластовой воды, которое добывается сейчас на месторождении, явно недостаточно для рентабельного использования ее в качестве гидроминерального сырья. Необходимо интенсифицировать добычу воды, для чего следует запустить в работу наиболее обводненные газовые скважины. В настоящее время такие скважины после их самоглушения пластовой водой выводятся из эксплуатации. Потребуется их оборудование глубинными насосами и

обеспечение совместной добычи пластовой воды и газа. В этом случае будут решаться одновременно две задачи: добыча воды как гидроминерального йодо-бромного сырья и добыча газа [3].

Таблица 2

Содержание некоторых микроэлементов в пластовых водах месторождений Волго-Уральской нефтегазосной провинции (ВУГНП)

микроэлементы	Среднее содержание, мг/л			
	Туймазинское	Оренбургское НГКМ		ВУНГП
		1*	2**	
Li ⁺		107–358	13–43	6,6
Cl ⁻	155–169			2,9·10 ³
K ⁺	1500	13125–41923	1400–2000	1,2·10 ³
Br ⁻	1200	985–5333	345–990	557
Sr ²⁺	100–500	10,2–12,9	216–308	154
J ⁻	4	2,54–20,7	10–25	13,7
Ba ²⁺	До 100			0,5
B ⁻		218–1219		
минерализация	250–280·10 ³	308–365·10 ³	240–280·10 ³	202·10 ³

Таким образом, подземные воды по своему ионно-солевому составу, концентрации микрокомпонентов имеют промышленное значение как гидроминеральное сырье для химической промышленности. Наиболее перспективным объектом для организации производства являются отложения терригенного девона.

Промысловые воды содержат от 70 до 300 кг/т солей металлов, которые могли бы стать долговременным источником сырья для химической промышленности.

Литература

1. Баймухаметов К. С., Викторов П. Ф., Гайнуллин К. Х., Сыртланов А. Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – С. 79 – 81.
2. Горячев В. С., Фаухутдинов А. А., Абдрахманов Р. Ф., Батанов Б. Н., Гареев А. М. Чистая вода Башкортостана-2008// Материалы межрегиональной научно-практической конференции. – Уфа, 2008 – С.248.
3. Севастьянов О. М., Захаров Е.Е. Оценка подземных вод Оренбургского НГКМ как йодо - бромного сырья // Проблемы геологии, охраны окружающей среды и управление качеством экосистем: Всероссийская научно-практическая конференция – Оренбург, ИПК ГОУ ОГУ, 2006. – С. 513-516.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ПЛАСТ БС₁₀ ЮЖНОЙ ЧАСТИ N-ОЙ ПЛОЩАДИ (ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН)

А.З. Ахметшин

Научный руководитель доцент В.М. Смелков

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Многие месторождения Западной Сибири, да и в России в целом, находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся падением добычи и ростом обводнённости добываемой продукции. В связи с этим и с прогрессом в бурении стали широко применяться методы «реанимации» и повышения эффективности работы «старого» фонда скважин. В настоящее время работы ведутся в следующих, наиболее перспективных, направлениях:

- углубление забоев скважин с целью вскрытия нижележащих нефтяных пластов в малодебитных или отработанных по основному объекту скважинах;
- забуривание вторых стволов в малодебитных или аварийных скважинах;
- бурение горизонтальных стволов из ранее пробуренных малодебитных или обводнённых скважин по направлению улучшения коллекторских свойств пластов и увеличения нефтесодержания в них [2].

Пласты, дающие нефть, обычно считаются вовлеченными в активную разработку. Но поскольку практически все пласты неоднородны, охваченная реальной выработкой часть пласта в большинстве случаев намного меньше, чем толщина пласта в целом. Пласт, охваченный непосредственным воздействием проникающего агента, промывается частично и после достижения скважиной предельной обводнённости обычно «отключается» от разработки. В отключённом из эксплуатации пласте остаются совершенно незатронутые заводнением пропластки, куда ещё не проник вытесняющий агент. В зависимости от степени неоднородности пласта, в нём остаётся до 50 % невовлечённых в разработку запасов нефти. Это всё – остаточная нефть (невовлечённая в процесс фильтрации и сосредоточенная в застойных и недренируемых зонах и пропластках, не охваченная воздействием вытесняющих агентов), шансы извлечения которой со временем падают из-за техногенного изменения её свойств. Таким образом, в поздней стадии мы имеем не первоначальное, а техногенно-изменённое месторождение [2]. В результате часть проектных извлекаемых запасов теряется в

недрах за счёт несовершенства существующих методов заводнения и неудовлетворительной реализации проектных решений. Исходя из этого актуальным в настоящее время является использование «старого» фонда скважин, тем более на месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, путём бурения боковых стволов.

Южная часть N-ой площади входит в состав K-го месторождения, одного из крупнейших месторождений нефти и газа Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. В состав верхней части сортымской свиты (нижний отдел меловой системы) входит толща пород, в разрезе которой выделяется продуктивный пласт БС₁₀. Залежь пласта БС₁₀ является основным эксплуатационным объектом, охватывает значительную площадь, объединяя общим контуром нефтеносности почти все, осложняющие K-ую структуру, купола. Пласт имеет сложное строение, литологически неоднороден, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади [4]. При детальной корреляции разрезов скважин пласт разделяется на две пачки – верхнюю (БС₁₀^в) и нижнюю (БС₁₀^н). Верхняя пачка представлена практически монолитной толщей песчаников, а нижняя пачка представлена переслаиванием глинистых и песчаных разностей, а в некоторых скважинах она и вовсе глинизируется.

По классификации Аширова (1971 г.) пласт БС₁₀ относится к высокоёмким и высокопроницаемым, так как средняя проницаемость по керну – 286 мДарси (для БС₁₀^н – 145 мДарси), а пористость – 24 %. Схема корреляции, построенная по линии скважин №№ 3572-7545-7755-2762-7750-2751-8047, показывает, насколько сложное строение имеет рассматриваемый объект. Максимальная расчленённость наблюдается в скв. 3572, в которой вскрыты 10 проницаемых прослоев, а наименьшая в скв. 2751, вскрывшей 3 проницаемых пропластка. В среднем для пласта коэффициент расчленённости 5–9, а коэффициент песчаности 0,4–0,65, что является прямым доказательством неоднородности коллектора [1]. Считается, что при различии проницаемостей двух пропластков, разделённых глинистым пропластком, в 5 и более раз, вытесняющий агент не попадает в низкопроницаемый пропласток в результате чего нефть остаётся невовлечённой в разработку. Однако реально же это может происходить и при разнице проницаемостей пропластков в 2–3 раза, что мы и имеем в нашем случае [2]. Сложное геологическое строение пласта БС₁₀ и явилось тем весомым фактором использования боковых стволов на K-ом месторождении нефти и газа. На K-ом месторождении нефти и газа бурение боковых стволов осуществляется на десяти объектах (АС₄, АС₅₋₈, АС₇₋₈, АС₉, БС₁₋₂, БС₁₀¹, БС₁₀, БС₁₄₋₁₉, ЮС₁, ЮС₂). Подбор скважин для зарезки боковых стволов для каждого пласта проводится индивидуально, исходя из состояния выработки запасов, суммарных отборов нефти по скважинам, начальной и текущей нефтенасыщенности пласта-коллектора, проницаемости по разрезу, технического состояния колонны [4]. Большая часть пробуренных боковых стволов приходится на южную часть N-ой площади, где бурение их проводилось с 2003 г. и на 2006 г. пробурено 39 боковых стволов. На данной площади для выбора скважин под бурение боковых стволов применялась методика заложения по карте линейной плотности запасов.

До начала бурения вторых стволов на данной площади с 1989 г. по 1996 г. было пробурено 78 уплотняющих скважин на слабодренлируемые и невовлечённые в разработку запасы нефти, а также был произведён дострел нижней части пласта. С начала работы скважин уплотняющей сетки из пласта на 01.01.2004 было отобрано 1972, 927 тыс. т нефти. Из 38 скважин, в которых был произведён дострел нижней части пласта, эффект был получен в 32 скважинах и прирост на скважину составил 2,6 т/сут. Эффективность – 80 %, отобрано 91,104 тыс. т нефти. Накопленная добыча на 01.01.2004 составляет 2064,031 тысяча тонн нефти. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,111 при текущей обводнённости – 85,3 %.

В табл. 2 представлены результаты бурения боковых стволов на южной части N-ой площади. За 2004 г. из скважин уплотняющей сетки и из скважин с дострелом было отобрано 112,528 тыс. т нефти, то есть на одну скважину приходится 2,394 т, в то время как на скважину с боковым стволом приходится 5,057 т, причём работали последние лишь во втором полугодии. Накопленная добыча на 01.01.2005 составляет 2 222,074 тыс. т. Текущий коэффициент извлечения нефти – 0,119 при текущей обводнённости – 79,8 %.

Таблица 1

№ скв.	Параметры до зарезки	Длина горизонтального участка, м	Параметры после зарезки			Накопленная добыча, т
			Q _ж , м ³ /сут.	%	Q _н , т/сут.	
2845	бездействие	409	168	1,9	139,3	22130
2761	бездействие	448	159	9,2	122	12110
2746	бездействие	411	50	4,7	40,3	5405
2763	бездействие	426	94	58,9	32,7	2691
3126	бездействие	370	38	62,5	12	714
2785	бездействие	504	104	75,3	21,7	1466
2601	бездействие	573	113	86,4	13	556
2784	бездействие	338	50	10	38	402
7542	бездействие	227	25	14	18,2	41

Средний дебит скважины уплотняющей сетки равен 6,6 т/сут., скважины с дострелом – 2,6 т/сут., скважины с боковым стволом – 48,6 т/сут. Как видим наибольший дебит приходится на скважины, в которых

пробурен боковой ствол. Проанализировав данные по работе скважин, в которых в 2004 г. были забурены боковые стволы и карты линейной плотности остаточных извлекаемых запасов BC_{10}^H было подобрано 15 скважин для зарезки в 2005 г. в них вторых стволов. В итоге на 2005 г. для пласта BC_{10} в целом: коэффициент извлечения нефти с бурением боковых стволов – 0,43, коэффициент извлечения нефти без бурения боковых стволов – 0,429; для BC_{10}^H : коэффициент извлечения нефти с бурением боковых стволов – 0,119, коэффициент извлечения нефти без бурения боковых стволов – 0,117, добыча нефти из старых скважин составила – 83,229 тыс. т, а добыча из скважин с боковыми стволами – 267,757 тыс. т нефти. В итоге, используя результаты бурения боковых стволов до 2006 г., были рассчитаны предполагаемые показатели разработки до 2011 г. (табл. 3, 4).

Таблица 2

BC_{10}	2006	2007	2008	2009	2010
Коэффициент извлечения нефти с бурением боковых стволов	0,441	0,446	0,451	0,455	0,459
Коэффициент извлечения нефти без бурения боковых стволов	0,437	0,440	0,443	0,446	0,448

Таблица 3

BC_{10}^H	2006	2007	2008	2009	2010
Коэффициент извлечения нефти с бурением боковых стволов	0,162	0,183	0,202	0,219	0,235
Коэффициент извлечения нефти без бурения боковых стволов	0,126	0,129	0,133	0,136	0,139

Накопленная добыча нефти предположительно будет составлять на 01.01.2011 из старых скважин – 500,766 тыс. т, а из скважин с боковым стволом – 1 785, 695 тыс. т, что в процентном соотношении 22 % и 78 % соответственно [3]. За счёт бурения боковых стволов коэффициент извлечения нефти пласта BC_{10} и BC_{10}^H южной части N-ой площади увеличится на 2,4 % и 40,9 % соответственно.

Итак, расчётные показатели на 2011 г. доказывают успешность бурения боковых стволов в ранее пробуренных скважинах. Известные данные дебитов при достреле нижней части пласта, уплотнения сетки скважин и бурения боковых стволов показывают, что поледний метод интенсификации добычи дает результаты, в разы превышающие результаты двух первых методов. Метод бурения вторых стволов, с моей точки зрения, является довольно перспективным и актуальным в наши дни, как с геологической точки зрения, так и с технологической точки зрения (увеличение радиуса дренажа скважины за счёт большого горизонтального участка). Не следует забывать и об экономической стороне вопроса: при сокращении затрат на бурение наиболее рентабельным является бурение боковых стволов. Считаю целесообразным и в дальнейшем развивать и совершенствовать технику и технологию бурения вторых стволов.

Литература

1. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромисловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа – М.: Недра, 1985. – 422 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие.– Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005 – 688 с.
3. Анализ разработки К-го месторождения. Книга 2,3.–Тюмень, 2005.

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА ОЛЕНЬЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.В. Бобрикова

Научный руководитель доцент Г.Ф.Ильина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Олень нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Каргасокском районе Томской области, в 600 км к северо-востоку от г. Томска. Входит в группу месторождений Васюганского нефтегазодобывающего района и разрабатывается Васюганским управлением добычи нефти и газа. Основные запасы нефти (86 %) связаны с залежами Оленьего участка, где продуктивными являются три пласта ($Ю_1^0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^2$). В пределах Северо-Оленьего участка продуктивен только пласт $Ю_1^0$.

За период эксплуатации на объектах месторождения было проведено 774 промыслово-геофизических исследований в 167 скважинах: 478 исследований по 128 добывающим скважинам и 296 исследований по 39 нагнетательным скважинам.

Методы потокометрии (термоэлектрическая и гидродинамическая дебитометрия) по измерению в работающей скважине скорости потока жидкости в интервале пластов вскрытых перфорацией позволяют оценивать долю участия каждого в работе скважины.

Для анализа результатов потокометрии используются коэффициенты работающих толщин. Коэффициент работающей толщины $K_{р.т.}$, определяется по формуле:

$$K_{р.т.} = \frac{\sum H_{эф.р.т.}}{\sum H_{эф.перф.}} \quad (1)$$

где $\Sigma N_{\text{эф.перф.}}$ – суммарная эффективная мощность перфорированного интервала; $\Sigma N_{\text{эф.р.м.}}$ – сумма работающих толщин, определяемая согласно РД-39-9-414-80, по эффективным толщинам, на которые указывают результаты потокометрии[1].

В результате проведенных исследований были определены коэффициенты работающих толщин (Крт).

Изучение литологического строения продуктивного пласта показало, что практически однородные по геофизическим данным пласты представляют чередование прослоев различающихся между собой фильтрационными свойствами, а работающие толщины по РГТ и СТД совпадают с разуплотненными зонами, выделенными по радиоактивным методам каротажа и кривой ПС.

Для того чтобы оценить влияние $\alpha_{\text{пс}}$ на работу коллекторов, было проведено сопоставление результатов интерпретации данных ГИС и промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИС). На рис. приведено сопоставление гистограмм распределения $\alpha_{\text{пс}}$ по работающим толщинам по данным ПГИС интервалам коллекторов, а также график вероятности участия коллектора в работе в зависимости от $\alpha_{\text{пс}}$.

По профилям выработки видно, что в первую очередь вырабатываются высокопроницаемые пропластки. Следует также отметить, что остаются невыработанными или слабо вовлечены в разработку интервалы, с ухудшенными коллекторскими свойствами, кровельной и подошвенной части пластов. Эти интервалы, как правило, характеризуются невысокими фильтрационными свойствами – $K_{\text{п}} = 0,15-0,17$ д.ед, $K_{\text{пр}} > 8$ мД и $K_{\text{нг}} = 0,4-0,52$, при глинистости > 10 %. По литолого-структурному типу относятся к III типу – мелкопоровым коллекторам с глинистым и глинисто-карбонатным цементом и IV типу – переходной к неколлектору сложенная переслаиванием тонкозернистых песчаников и песчаных алевролитов. Пласты с $\alpha_{\text{пс}}$ менее 0,5 фактически являются неколлекторами.

Из приведенного сопоставления видно, что работа прослоев с $\alpha_{\text{пс}}$ менее 0,7 маловероятна. Общая доля работающих толщин с $\alpha_{\text{пс}} < 0,7$ составляет 15 %. Проведя анализ распределения пропластков с различными параметрами в пределах всего месторождения по нефтенасыщенным интервалам, выявлено, что нефтенасыщенный объем пород с $\alpha_{\text{пс}}$ менее 0,7 составляет около 38 % от объема всей залежи.

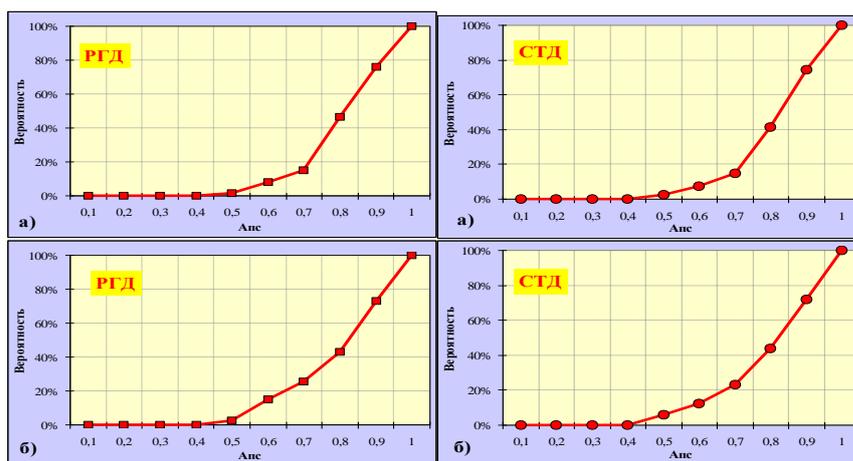


Рис. График вероятности участия прослоев в работе в зависимости от $A_{\text{пс}}$ при различных видах исследований а) добывающие, б) нагнетательные

Сопоставляя его с вероятностью участия пропластков в работе видно, что значительная доля низкопроницаемых интервалов не вовлечена в разработку.

Для того чтобы выявить зональные закономерности изменения работы пласта и оценить охват выработкой пластов по площади, были построены карты коэффициентов работающих толщин.

Пласт Ю₁¹ наиболее равномерно охвачен выработкой западная часть Оленьего месторождения. Северная и юго-восточная часть по данным ПГИС вырабатываются очень слабо.

Проведение повторных и дополнительных перфораций совместно с многочисленными кислотными обработками, на основе проведенного анализа, позволило существенно повысить результативность применяемого комплекса методов интенсификации притока жидкости, однако не решило проблему вовлечения в работу низкопроницаемых пропластков.

Техническая надежность скважин со временем ухудшается и на поздней стадии разработки гидрогеохимические процессы, формирование перетоков и интервалов негерметичности приводят к существенному снижению эффективности системы разработки. На изучаемых объектах месторождения выявленные интервалы негерметичности, заколонных перетоков, источников заводнения и гамма-аномалий.

Комплексная интерпретация данных термометрии и радиоактивного каротажа позволила определить интервалы заколонных и внутрипластовых перетоков, нарушения эксплуатационной колонны. Так в скважинах, где по термометрии заколонный переток не выделялся, интервалы гамма-аномалий расположены во всех

скважинах только в пределах интервала перфорации, а в скважинах с заколонными перетоками интервалы гамма-аномалий выходят за пределы интервала перфорации.

Вовлечение в разработку всех пластов не гарантирует одновременное их обводнение вследствие их неоднородности [2, 3, 4].

Выводы.

1. Основная причина обводненности – выработка пласта, источник поступления воды – сам пласт (подход фронта нагнетаемых вод). В скважинах №№ 220, 418, 427, 454 причиной обводнения стал прорыв нагнетательных вод от соседних нагнетаемых скважин. Затрубный переток явился причиной обводнения в скважинах №№ 257, 350, 384, 436. Таким образом, поступление пластовой воды чаще всего приурочено к верхней более продуктивной пачке Ю₁⁰. Что подтверждается данными моделирования и анализа выработки запасов по ячейкам и пластам. Определены причины обводненности в 53 скважинах.

2. При обследовании технического состояния эксплуатационных колонн, негерметичность была определена в 24 скважинах, в 17 добывающих и 7 нагнетательных. После определения негерметичности 8 скважин в ожидании ликвидации, нагнетательная скважина № 305 ликвидирована, скважины №№ 373, 402, 725 в бездействии, скважины №№ 263, 750 находятся в консервации и скважины №№ 386, 410, 610 в пьезометрическом фонде.

Негерметичность эксплуатационной колонны устранена в 6 добывающих скважинах (№№ 129, 365, 382, 407, 418, 617) и нагнетательной скважине № 317, за счет установки металлического пластыря или «гофры».

Литература

1. Ильина Г.Ф. Промысловая геофизика: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 123 с.
2. Калиникова М.В., Головин Б.А., Муха А.А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами. – Саратов, 2005. – 354 с.
3. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Недр, 1986. – 240 с.
4. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недр., 1989. – 70 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ АСПО НА ПАРАФИНАХ НОЯБРЬСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.М. Галикеев

Научный руководитель доцент С.А. Леонтьев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Причиной повышения давления в головной части нефтепроводов на ряде месторождений Западной Сибири является накопление на их внутренних стенках асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). В этом случае необходимо проводить периодическую очистку внутренней полости трубопровода с помощью скребков, для чего при проектировании нефтепроводов предусматриваются специальные камеры и устройства для их пуска и приема, также возможен способ использования химических реагентов для предотвращения АСПО и профилактики их появления.

Образованию отложений при добыче нефти способствует повышение концентрации асфальтосмолопарафиновых соединений на поверхности капель нефти. При подъеме нефти с водой по стволу скважины происходит стабилизация поверхностной пленки и их охлаждение, что сопровождается аномальным повышением вязкости поверхностной пленки капли нефти. В результате поверхностный слой приобретает липкость и легко откладывается из-за своей активности на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Химические методы борьбы с отложениями парафина развиваются и создаются по двум основным направлениям:

- удаление смолопарафиновых отложений с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ);

- предотвращение отложения парафина применением хемпродуктов, ингибирующих процесс формирования смолопарафиновых отложений.

Такая классификация способов борьбы с отложениями парафина построена на основе практических приемов удаления или предотвращения образования отложений, поэтому является формальной.

Исходя из основных положений механизма парафинизации промыслового оборудования, все способы борьбы с отложениями парафина, по нашему мнению, целесообразно классифицировать на основе учета решающих физико-механических свойств взаимодействующих фаз (нефть–парафин–поверхность оборудования):

- 1) растворимости парафина в нефти;
- 2) особенностей структуры и прочности парафиновых отложений;
- 3) энергии взаимодействия кристаллов парафина, взвешенных в объеме нефти, друг с другом и поверхностью оборудования;
- 4) энергии межмолекулярных связей между кристаллами парафина и поверхностью, на которой они возникают.

В общем случае любая группа способов борьбы с отложениями парафина может оказаться перспективной, если они основаны на использовании таких свойств взаимодействующих фаз, на которые легко воздействовать в необходимом направлении современными техническими средствами.

Проблему борьбы с отложениями парафина мы предлагаем решить на более, высоком уровне, применив способы четвертой группы. Это достигается использованием защитных покрытий, имеющих низкую сцепляемость с нефтяными парафинами, и добавлением в нефть химических присадок, придающих аналогичные свойства поверхности нефтепромыслового оборудования. Однако возможности их применения на практике различны.

Как правило, на практике применяются оба метода, которые дополняют друг друга. Так, до применения ингибиторов необходимо тщательно подготовить скважину — очистить от смолопарафиновых отложений НКТ, арматуру и выкидные линии с помощью удалителей. После подготовки скважины применяют ингибиторы для предотвращения отложений смолопарафиновой массы.

Исходя из состава АСПО, который зависит от состава нефти, прежде всего ее высокомолекулярной части, и гидро- и термодинамических условий формирования отложений производится выбор химических реагентов, удаляющих или предупреждающих отложения.

Целесообразность использования того или иного химреагента для предупреждения отложений парафина в условиях конкретного месторождения устанавливается по результатам экспериментальных исследований эффективности его действия при испытаниях с применением нефти и попутно добываемой воды определенного месторождения и предварительного расчета экономической эффективности. Затраты сравниваются с затратами при ранее применяемых на месторождениях методах борьбы с отложениями парафина.

Для оценки эффективности нами использован метод, предложенный фирмой «Петролайт Корпорейшн» США, в котором определяется совместимость с пластовой водой, диспергирование парафиновых отложений, налипы и замазывание стенок конической колбы.

1. Совместимость реагента с пластовой водой

Отмеряют 50 мл пластовой воды и помещают ее в коническую колбу, куда дозируют 0,5 мл реагента.

Если происходит расслоение – результат отличный.

Если образуется эмульсия – хороший.

Если реагент растворяется в пластовой воде – удовлетворительный.

Если не растворяется – неудовлетворительный.

2. Диспергирование парафиновых отложений, налипы и замазывание стенок конической колбы

В коническую колбу, в которой находится 50 мл пластовой воды и 0,5 мл реагента, помещают 2–3 г АСПО. Содержимое нагревают на плитке до полного плавления отложений, осторожно перемешивая вращением. Затем колбу охлаждают под струей водопроводной воды, встряхивая ее круговыми движениями. После этого фиксируют диспергирование парафиновых отложений, налипание и замазывание стенок конической колбы.

При диспергировании определяют размеры частиц парафина:

если величина частиц	0,1–3 мм (100 %) – отлично;
	0,1–5 мм – хорошо;
	1,7–7 мм – удовлетворительно;
	более 7 мм – неудовлетворительный.

Налипание парафина на стенки колбы в % от рабочей поверхности:

если налипание	до 5 % – отлично;
	до 10 % – хорошо;
	до 40 % – удовлетворительный;
	более 40 – неудовлетворительный.

Замазывание стенок колбы в % от рабочей поверхности:

	до 5 % – отлично;
	до 20 % – хорошо;
	до 50 % – удовлетворительный;
	более 50 % – неудовлетворительный.

Реагенты, эффективность действия которых в лабораторных условиях составляет 30 % и менее, не допускаются к применению в качестве ингибиторов АСПО на месторождениях. Реагенты с эффективностью действия 55–75 % частично предотвращают процесс отложения АСПО. При их использовании увеличивается межочистный период работы скважины, но не исключаются операции по очистке нефтепромыслового оборудования от АСПО с помощью растворителей. При стабильной подаче реагентов с эффективностью действия 95 % и выше, при соблюдении технологии их применения, образование АСПО не наблюдается.

Для анализа эффективности ингибиторов ХПП-004(КГ), ХПП-004(150), СНПХ-7920, ФЛЭК ИП-106, ФЛЭК ИП-102, ФЛЭК ИП-101 проводили исследование на пробах АСПО месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Полученные нами результаты исследования эффективности ингибиторов АСПО приведены на рис.

Как показали результаты исследования среди испытуемых реагентов в пределах эффективности 55–75 % оказались ХПП-004(КГ), ХПП-004(150), ФЛЭК ИП-102, ФЛЭК ИП-101, они частично предотвращают процесс образования АСПО.

Наибольшей эффективностью обладают СНПХ-7920 и ФЛЭК ИП-106 (обладает мощным действием), от 75 % и выше, что позволяет утверждать о значительном увеличении межочистного периода скважины, таким образом данные реагенты удовлетворяют требованиям предлагаемой методики и могут быть рекомендованы для опытно-промышленных испытаний.

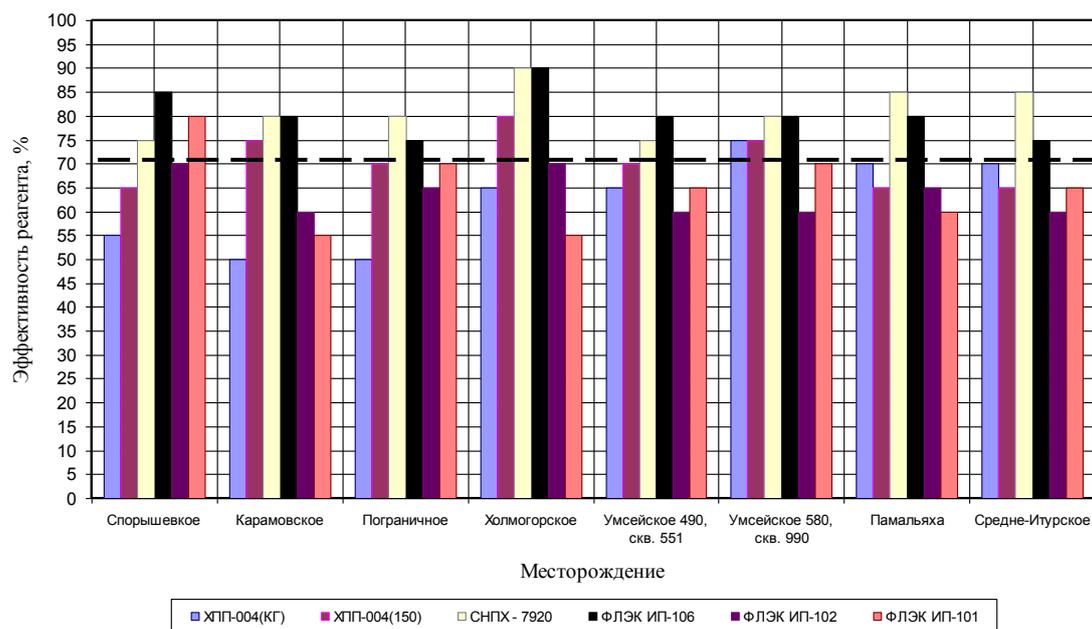


Рис. Результаты исследования эффективности ингибиторов АСПО

Литература

1. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче / Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина.- Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»», 2003.– 302 с.
2. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И., Кононов В.М. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учеб. пособие / Под ред. проф. Ю.Н. Захарова. – М.: Изд-во МГОУ, 2005.
3. <http://msalimov.narod.ru/Aspo.html>.
4. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М.: Изд.Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 254 с.

АНАЛИЗ ТРЕЩИН ГРП НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ Н.Г. Главнов

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

Заводнение получило широкое распространение на месторождениях Западной Сибири, как средство для поддержания пластового давления и вытеснения нефти к добывающим скважинам. Успех применения заводнения можно объяснить простотой, относительно низкой стоимостью и хорошими характеристиками вытеснения. Процесс заводнения достаточно изучен, и в настоящее время разработчики нефтяных и газовых месторождений используют разнообразные программные продукты для его моделирования. Несмотря на изученность этого процесса, его значимость при добыче нефти заставляет разработчиков прилагать еще больше усилий для лучшего понимания тонкостей заводнения и улучшения эффективности процесса. Одним из мало изученных явлений является образование гидравлического разрыва пласта (ГРП) при обычной работе нагнетательной скважины и его влияние на объем и распределение остаточных запасов, чему и будет посвящена данная статья.

Когда холодный флюид, например вода, поступает в пласт, вокруг нагнетательной скважины образуется регион с пониженной температурой. Матрица породы внутри этого региона сжимается, и происходит термоупругий эффект, в результате которого, горизонтальный стресс может уменьшиться на несколько десятков и даже сотен атмосфер [4]. Если давление нагнетания достаточно велико (больше чем давление разрыва, скорректированное за термоупругий эффект), то в районе скважины будет образовываться трещина и, следовательно, фронт вытеснения сменится с радиального на эллиптический. Также очень важными параметрами является направление созданной трещины и ее длина, особенно если в зоне ее дренирования находится добывающая скважина с ГРП. Эти условия важны при выборе координат и прогнозе дебитов боковых стволов. Однако при создании постоянно действующей гидродинамической модели, мало кто моделирует трещины на нагнетательных скважинах.

На примере сектора Северо-Вахского месторождения было решено рассмотреть данную проблему и проанализировать результат. Начнем с оценки давления, оказываемого водой на пласт непосредственно после выхода из перфораций P_{wfs} . Из технологических режимов работ нагнетательных скважин нам известно устьевое давление нагнетания P_{sf} . Для расчета давления на выходе из перфораций необходимо учесть потери на трение в

НКТ и при проходе через перфорации, а также давление столба жидкости. Рассчитанные значения потерь получились меньше 1 атм., такое неравенство сохраняется для всех нагнетательных скважин в секторе, таким образом, ими можно пренебречь. Диапазон давлений, для всех нагнетательных скважин в секторе, составил $316 < P_{wfs} < 402$ атм.

Далее рассчитаем на сколько уменьшается давление разрыва за счет термоупругого эффекта. Как показано в [4] в первые часы работы фронт вытеснения имеет цилиндрическую форму, т. е. радиальную в сечении, тогда рассчитаем величину $\Delta_T \sigma$ по формуле $\Delta_T \sigma = \alpha \cdot E \cdot (T_r - T_w) / (1,67 \cdot (1 - \nu))$, где α – линейный коэффициент теплового расширения породы, м/(м °С); E – Модуль Юнга, атм.; ν – коэффициент Пуассона; T_r – температура пласта, °С; T_w – температура воды на забое, °С.

Температуру воды T_w лучше брать из термометрии нагнетательной скважины, т.к. она зависит от ее приемистости. Если термометрия не проводилась, то температуру на забое можно рассчитать в программном продукте, например «Well Flow», как это было сделано в данной работе.

Давление разрыва P_{fi} может быть выражено по формуле $P_{fi} = \sigma_{min}^* + C$ (представление Хагорта), где σ_{min}^* – минимальный горизонтальный стресс, C – величина не зависящая от стресса.

Первоначальное давление разрыва может быть получено из отчетов по ГРП по близлежащим добывающим скважинам или из программы по бурению. В данной работе оно было рассчитано через градиент разрыва пород (взятый из отчетов по ГРП и равный 0.158 атм/м) и средней глубины залегания пласта (2200 м).

Значение σ_{min}^* тоже может быть оценено из отчетов по ГРП как давление при мгновенной остановке насосов [1], но в данной работе этого не потребовалось. После коррекции давления разрыва на величину $\Delta_T \sigma$ новое давление разрыва составило 311 атм. Тот факт, что рассчитанные значения P_{wfs} меньше, чем скорректированное давление разрыва, дает нам гарантию образования трещин на нагнетательных скважинах.

В литературе очень мало информации о развитии термических трещин. На данный момент не существует определенной картины о механизме образования таких трещин и их влияния на извлекаемость запасов. С другой стороны, достаточно много литературы посвящено расчету ГРП на добывающих скважинах, однако условия при ГРП на добывающих скважинах и условия образования термических трещин значительно разнятся. Поэтому формулы, разработанные для расчета геометрии трещин на добывающих скважинах, напрямую не применимы.

Для оценки геометрии трещин необходим комплексный подход. Оценить полудлину трещины можно несколькими способами: корреляция Cinco-Leu, уравнение Carter & Nordgren, ГДИС, моделирование распространения (3D модели). В данной работе будет использован первый метод, как наименее требовательный к входным данным и более быстрый по сравнению с другими.

Предположим псевдоустановившийся псевдоразительный отток от скважины и что трещина имеет достаточно большую проводимость. Тогда, используя корреляцию Cinco-Leu [1] можем оценить полудлину трещины.

Ширина трещины – это единственный параметр, от которого зависит ее проницаемость, т.к. трещина не заполняется пропантом. Предполагается, что трещину можно описать с помощью стандартной RKN модели с эллиптическим поперечным сечением. Тогда из уравнений Nordgren для трещин с большими утечками [2], можно получить значение ширины трещины вблизи скважины w_o . Очевидно, что ширина трещины не постоянна с удалением от скважины, поэтому вводят понятие средней ширины трещины $w = 0,628w_o$.

По результатам расчетов получилось, что средняя ширина трещин составляет 1 мм. Тогда эквивалентная проницаемость, при условии ламинарного потока, рассчитывается по формуле $k_{fr} = \pi \cdot w_o^2 / 64, Д$. По этой формуле, среднее значение проницаемости по всем нагнетательным скважинам в секторе, получилось равным 49087 Д.

При выводе уравнения Nordgren предполагается, что большая часть жидкости при закачке идет на образование объема трещины, а в случае нагнетательной скважины – фильтруется в пласт. Поэтому значения w не совсем корректны. Также нагнетание жидкости в пласт изменяет поле давлений вблизи скважины, что влияет на давление открытия/закрытия трещины и, как следствие, давление разрыва.

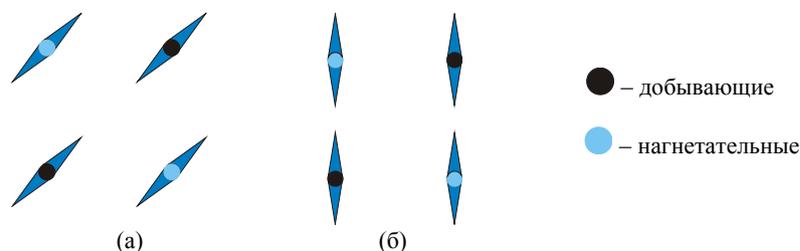


Рис. 1. ГРП на добывающих и нагнетательных скважинах: (а) параллельное, (б) диагональное

Для моделирования использовалось декартово измельчение сетки, т.к. применение радиального измельчения нецелесообразно, а логарифмического – не представляется возможным из-за неперпендикулярности скважин. Размер ячейки в локальных сетках выбирается итеративным путем по ограничению размера модели в системе Eclipse.

В локальных сетках выделялись параллелепипеды, длина и высота которых соответствовали размерам трещин, а ширина – ширине одной ячейки. Поэтому, проницаемости в параллелепипеде k_x^{fr} и k_y^{fr} необходимо пересчитывать, как среднее арифметическое и гармоническое.

Представим некоторые аналитические результаты Хагорта, касающиеся влияния ориентации трещин на эффективность вытеснения по площади. В его работе [3] рассмотрены две схемы расположения трещин в пятиточечной схеме заводнения: параллельное (рис. 1, а) и диагональное (рис. 1, б).

В своей работе Хагорт промоделировал, а потом и доказал аналитически, что при параллельной ориентации трещин, независимо от их длины, эффективность вытеснения по площади не изменяется. Накопленная добыча будет составлять 99 % от извлекаемых запасов после закачки воды объемом в два раза больше извлекаемых запасов (при мобильности системы равной единице). Однако обводненность начнет расти раньше из-за повышения проводимости сетки скважин.

В случае диагональной ориентации, при длине трещин больше одной четверти расстояния между добывающей и нагнетательной скважин, наблюдается уменьшение эффективности вытеснения. Данный факт можно объяснить ранним прорывом воды и последующей добычей с большим показателем обводненности.

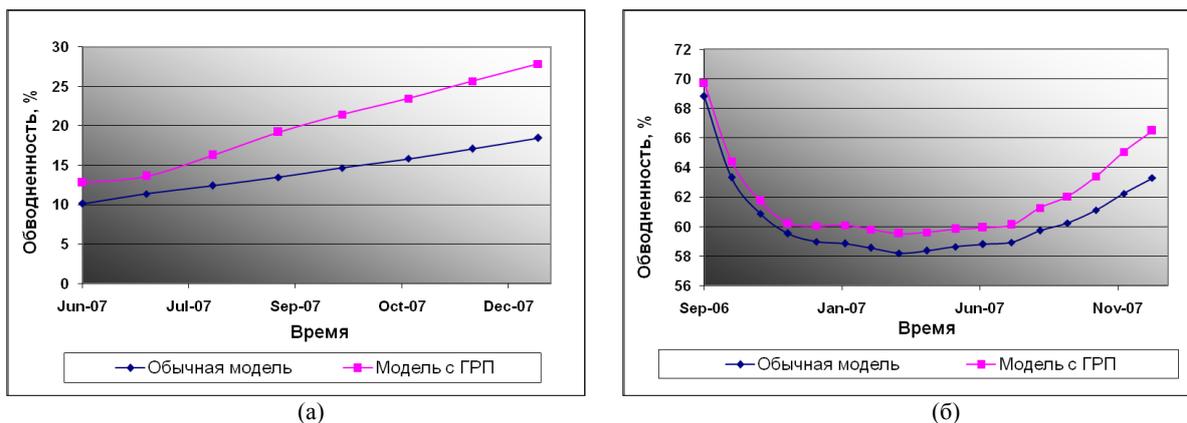


Рис. 2. Сравнение моделей: (а) БС 1009; (б) БС 1008

В рассматриваемом секторе пробурены два боковых ствола: 1008 и 1009. А также имеются три нагнетательные скважины с подозрением на авто-ГРП. Трещины моделировались на обоих типах скважин, ориентация выбиралась согласно региональному стрессу.

Боковой ствол 1008 расположен в 500 м от нагнетательной скважины, трещины ГРП образуют параллельную систему (согласно терминологии рис. 1), т. е. теоретически обводненность бокового ствола 1008 должна увеличиться. На рис. 2 приведены графики обводненностей для боковых стволов 1008 и 1009, рассчитанные по обычной модели без ГРП и модифицированной модели с ГРП.

Рост обводненности, в результате моделирования трещин, в обоих случаях незначительны, что хорошо согласуется с теорией Хагорта. Однако надо помнить, что при диагональной ориентации трещин, эффект может быть пагубнее, особенно при длинах трещин больших, чем четверть расстояния между добывающей и нагнетательными скважинами [3].

Литература

1. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G. Nolte. NY and Chichester: Wiley, 1984. – 750 p.
2. Recent Advances in Hydraulic Fracturing / J.L. Gidley, S.A. Holditch, D.E. Nierode, R.W. Veatch//SPE Monograph, vol. 12, Richardson, TX, 1989. – 452 p.
3. Hagoort, J. Waterflooded-induced hydraulic fracturing: Thesis. DPhil, 1981. – 230 p.
4. Perkins, T. K., Gonzalez, J. A. The effect of thermo elastic stresses on injection well fracturing//SPE Journal. – 1985. p. 78 – 88.

ПЕРСПЕКТИВА АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПСЕВДОФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

А.А. Горланов, П.В. Шевелев, П.В. Россолов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, проблема апскейлинга в сфере моделирования нефтегазовых месторождений стоит очень остро. Существует два основных принципа апскейлинга. Прежде всего, это одностадийный апскейлинг, когда кривые фазовых проницаемостей, определенных по керну, загружают в гидродинамическую модель (ГДМ). Второй вид, это двухстадийный, когда относительные фазовые проницаемости (ОФП) загружаются сначала в геологическую модель, а потом происходит апскейлинг в ГДМ. Таким образом, необходимо при меньшем количестве ячеек получить такую же точность моделирования, что и при большем количестве ячеек.

Проблема возникает вследствие численной дисперсии. Чтобы решить данную проблему, необходимо уменьшить размер ячеек, однако ресурс компьютеров не позволяет просчитывать большое количество ячеек. Выходом из данной ситуации является использование псевдо ОФП.

В практике, часто встречается случай очень быстрого обводнения скважин (прорыв воды). Такие скважины тяжело поддаются адаптации, в силу того, что применяются ОФП снятые по лабораторным исследованиям керна. Но, так как размер ячеек в разы превосходит размер кернового цилиндра, необходимо использовать так называемые псевдо ОФП.

На текущий момент, в ОАО «ТомскНИПИнефть» нет единого и четкого алгоритма создания псевдофазовых проницаемостей, а проблема адаптации вышеуказанных скважин имеется. Таким образом, существуют предпосылки для проведения анализа фонда скважин адаптируемого месторождения и выделения регионов, для которых, необходимо создать псевдофазовые проницаемости для последующей успешной адаптации.

Практика показала, что проблема является актуальной, а качественных и обоснованных путей ее решения не имеется. Каждый запуск модели на расчет сопровождается ожиданием результатов в течение достаточно длительного времени и как следствие, увеличение производственных затрат.

В случае решения проблемы адаптации сложно адаптируемых скважин при помощи псевдо ОФП, можно значительно сократить производственные затраты, повысить эффективность адаптации моделей, а также прийти к использованию общепринятой методике работы.

Численная ошибка возникает вследствие использования модели ячеек, вместо непрерывной среды (рис.) [1]. Чем больше ячейка, тем больше ошибка и меньше время вычисления.

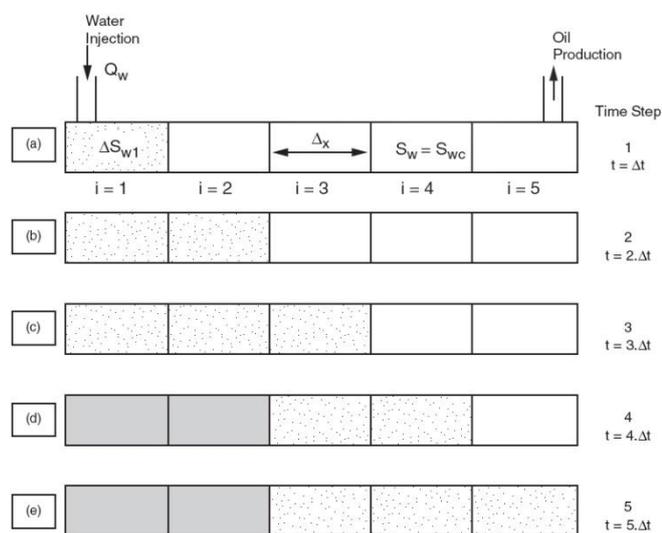


Рис. Наглядное представление численной дисперсии

Так как модель имеет сеточную структуру, возникает вопрос о правильной и правомерной ориентации сетки. В [2] приводятся данные о том, что эту проблему можно решить путем построения ОФП для определенного угла потока флюида.

Во время запуска крупноячейстой модели, фронт между водой и нефтью становится более размытым из-за ошибки численной дисперсии. Чтобы подавить влияние этой ошибки, стоит воспользоваться псевдо ОФП.

Существует два основных направления построения псевдо ОФП – аналитические и динамические. Наиболее точным является динамический метод, в силу того, что этот метод использует данные моделирования мелкой сетки.

Основным преимуществом использования псевдо ОФП является то, что все методы их построения способны сокращать ошибку численной дисперсии.

Построение псевдофазовых проницаемостей имеет не однозначную структуру. Каждый случай, требует индивидуального подхода к созданию псевдо ОФП, однако можно выделить основные этапы при построении кривых:

Анализ, выделение регионов, нуждающихся в псевдо ОФП.

Расчет мелкоячейстой модели с выделением крупной сетки.

Задание необходимых входных параметров, для расчета псевдо ОФП (метод, варианты расчета параметров).

Анализ полученных результатов и применение псевдо ОФП в конечно модели.

Работа по исследованию псевдо ОФП дала положительный результат, но исследования в этой области стоит продолжать, т. к. необходимо изучить множество возможных факторов, влияющих на поведение псевдо ОФП, в том числе необходимо:

Произвести расчеты на объемной модели.

Варьировать параметрами работы нагнетательных и добывающих скважинах.

Определить минимальную степень заводнения для корректного расчета псевдо ОФП.

Применить полученный опыт на модели Вахского месторождения.

Классифицировать псевдо ОФП по типам прорыва воды, по типам коллектора (Первомайское, Игольское месторождения и пр.)

В результате создания псевдо ОФП и загрузки ее в основную модель, была решена проблема размыва фронта вытеснения и, удалось создать резкий скачок обводненности в крупноячеистой модели, т.о. применение псевдо ОФП компенсирует эффекты размыва фронта.

Стоит также обратить внимание на то, что псевдо ОФП скважины, отличается от псевдо ОФП межскважинного пространства. Это происходит в силу того, что в районе скважины имеется большой перепад давлений и приток является не линейным, а радиальным. Также имеет место быть ошибка, возникающая в результате расчета коэффициента продуктивности Писмена.

Основными факторами, от которых зависит псевдо ОФП, являются давления между ячейками, дебит (приемистость), а также ориентация сетки. Таким образом, необходимо использовать различные псевдо ОФП по вертикали и горизонтали, а также учитывать ориентацию скважин, относительно ячеек.

На данный момент, существует необходимость в использовании имеющихся возможностей псевдо ОФП для последующей успешной адаптации конкретных месторождений. После проведения необходимых тестовых исследований, планируется применить полученные навыки и умения в практических целях на Вахском месторождении.

Литература

1. PSEUDO Reference Manual 2005A_1.
2. SPE 36929.

МОДЕЛЬНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

Д.В. Груздов, Е.С. Пятков

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Более половины запасов нефти в России относятся к трудноизвлекаемым, причем их значительную долю составляют высоковязкие нефти (30 мПа·с и более). Существующие способы и методы разработки месторождений высоковязкой нефти позволяют достигать конечный коэффициент нефтеизвлечения не выше 0,25 – 0,29. Наиболее распространенными методами разработки таких месторождений являются тепловые. Однако они требуют больших материальных затрат. В результате этого значительно повышается себестоимость добываемой нефти, что является сдерживающим фактором их широкого применения. В этой связи задача совершенствования существующих и создания новых более эффективных тепловых методов воздействия на пласт является актуальной [2].

В общем случае тепловую эффективность технологий воздействия на нефтяной пласт теплоносителями принято оценивать коэффициентом теплоиспользования. Указанный коэффициент выражается отношением количества тепла, аккумулированного в пласте, к общему количеству тепла введенного в пласт теплоносителем. При распределении тепловой энергии в пласте общее количество тепла, введенного в пласт теплоносителем, рассчитывается для интервала приемистости (части перфорированного интервала толщины пласта, принимающего нагнетаемый рабочий агент). Вся остальная часть продуктивного пласта относится к окружающим породам. Поступление тепла в нефтенасыщенные породы, непосредственно примыкающими к интервалу приемистости, может способствовать их теплопроводному нагреву и, следовательно, увеличению охвата пласта тепловым воздействием.

Тепловые методы воздействия на пласт делятся на два принципиально различных вида. Первый вид, наиболее широко применяемый в России и за рубежом, основан на распределении тепловой энергии в пласте и окружающих горных породах при нагнетании в нефтяной пласт теплоносителей, температура которых выше начальной (невозмущенной) температуры продуктивного пласта. В зависимости от вида применяемого теплоносителя различают:

- паротепловое воздействия на пласт (ПТВ);
- воздействие горячей водой (ВГВ).

Второй вид основан на генерировании тепловой энергии непосредственно в нефтяном пласте с помощью внутрипластового горения. Процесс создается путем инициирования горения коксовых остатков в призабойной зоне нагнетательных скважин.

В качестве теплоносителей для теплового воздействия на нефтяной пласт обычно используются насыщенный водяной пар или горячая вода с высокими температурными характеристиками. Эти агенты характеризуются достаточно высокими параметрами по теплосодержанию. Насыщенный водяной пар в сравнении с горячей водой имеет большую энтальпию. При одинаковых массовых расходах вытесняющих агентов количество вводимого в пласт тепла при нагнетании пара выше, чем при нагнетании горячей воды. Кроме того, при вытеснении нефти паром в большей степени проявляется механизм дистилляции легких фрак-

ций углеводородов, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Выбор теплоносителя необходимо осуществлять с учетом физико-химических свойств нефти и геолого-физических свойств породы коллектора.

При выборе теплоносителей следует руководствоваться также и экономическими соображениями. Так, к воде, используемой для выработки пара в парогенераторах из-за их конструктивных особенностей, предъявляются более высокие требования по содержанию минеральных солей, чем к воде, применяемой в обычных водогрейных установках.

Цель данной работы заключается в математическом моделировании распределения тепловой энергии при паротепловом воздействии на пласт.

Для оценки технологической эффективности теплового воздействия на пласт была построена неизоотермическая гидродинамическая модель вытеснения нефти с применением технологии непрерывного нагнетания пара в пласт. Работы по созданию указанной модели были выполнены с использованием программного комплекса TEMPEST – 6.4 компании ROXAR.

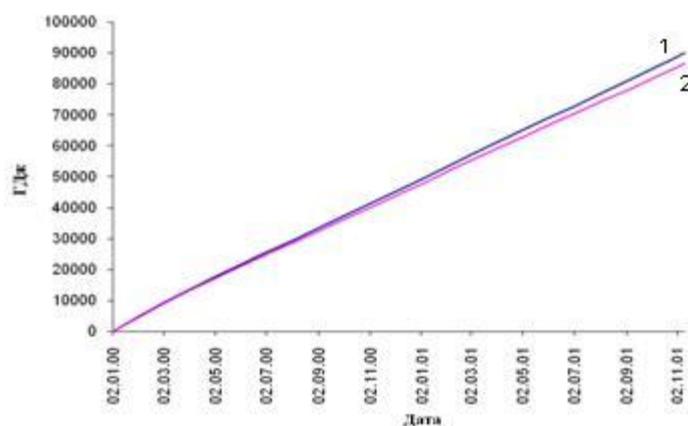


Рис. 1. Соотношение количества тепла, аккумулированного в пласте(2) и общего количества тепла введенного в пласт теплоносителем(1)

Модель представляет собой участок залежи (элемент системы разработки) с площадным расположением скважин по пятиточечной схеме. Данная схема размещения скважин широко применяется в промысловой практике [3]. Моделируемый участок размером 300×300 м включает 4 добывающих скважины и 1 нагнетательную, расположенную в центре элемента. Нефтенасыщенная толщина пласта составляет 15 м. Гидродинамическая модель содержит по вертикали 10 слоев с различной проницаемостью. Принята система флюида «нефть – вода». Считается, что основным эффектом при вытеснении нефти в результате нагнетания тепла в пласт является эффект уменьшения вязкости в зависимости от температуры. Эффект от испарения легких компонентов углеводородов оценивается как незначительный. Кроме того, в рассматриваемой модели не учитываются потери тепла через кровлю и подошву пласта.

На основе построенной неизоотермической гидродинамической модели был проведен вычислительный эксперимент с целью исследования динамики распределения тепловой энергии в указанной теплообменной системе и оценки степени выработки запасов высоковязкой нефти с применением тепловых технологий. Длительность периода непрерывной закачки пара в пласт при проведении вычислительного эксперимента составила 2 года.

На рис. 1 представлено соотношение количества тепла, аккумулированного в пласте (кривая 2) и общего количества тепла введенного в пласт теплоносителем (кривая 1). Из представленных на графике результатов можно сделать вывод, что для моделируемого участка пласта коэффициент теплоиспользования имеет высокое значение. Это можно объяснить тем, что:

- в модели принято допущение о неучете потерь тепла через кровлю и подошву;
- заложена значительная слоистая неоднородность по проницаемости, что уменьшает потери тепла в нефтенасыщенные породы, непосредственно примыкающие к интервалу перфорации.

Оценка дополнительной добычи нефти при закачке насыщенного пара проводилась в сравнении с добычей при закачке горячей воды с температурой 100 °С. Анализ результатов, представленных на рис. 2, показывает, что накопленная добыча нефти за рассматриваемый период времени (2 года) при использовании насыщенного пара (кривая 1) превышает накопленную добычу нефти при закачке горячей воды на 3 % (1050 м³).

Это объясняется тем, что при моделировании рассматривался непродолжительный промежуток времени при небольших размерах участка пласта.

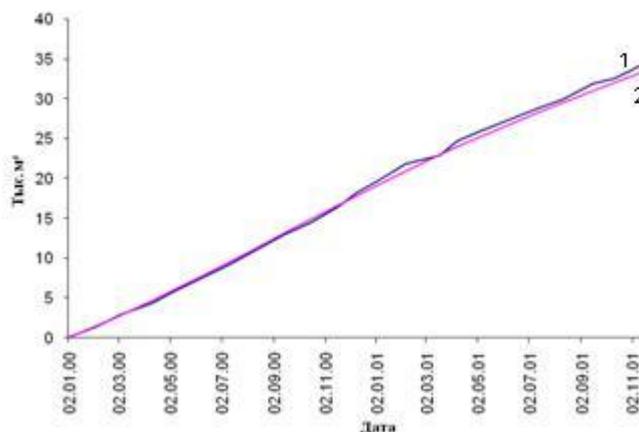


Рис. 2. Оценка дополнительной добычи нефти при использовании тепловых технологий

Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р.. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 344 с.
2. Кудинов В.И.. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ, 1996. – 285 с.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки // Под ред. Ш.К.Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, МОДЕЛИРУЕМОГО В ВИДЕ ДВУХ – ПРОСЛОЕВ РАЗНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ (НА ПРИМЕРЕ НИВАГАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В.А. Дегтярев

Научный руководитель доцент В.А. Коротенко

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Одним из наиболее эффективных способов увеличения нефтеотдачи является гидроразрыв пласта. Основным показателем технологической эффективности гидроразрыва пласта служит повышение продуктивности скважин, что обусловлено уменьшением влияния скин-эффекта и увеличением средней проводимости в результате искусственного создания протяженного канала высокой проницаемости.

Эффективность ГРП зависит от начальной нефтенасыщенности коллекторов, эффективной толщины интервала пласта, проницаемости, неоднородности строения пласта и расчленённости его разреза, изолированности пласта мощными глинистыми прослоями, а также от расположения нагнетательных скважин и степени заводнения пласта на участке воздействия [1]. Проведение ГРП на различных глубинах залегания пластов имеют свои особенности, не учет которых может привести к низкой или отрицательной эффективности.

В этой связи необходимо определить приток жидкости из пласта в трещину после проведения ГРП. В этом случае гидродинамическая система пласт-трещина моделируются как двухпроницаемая система: трещина – высокопроницаемая система (ВПС), пласт – низкопроницаемая система (НПС) [2].

Из пласта флюид перетекает в трещину, а из трещины к забоя скважины, следовательно, определяющим параметром эксплуатации скважин после ГРП является приток флюида Q из НПС в ВПС [2].

Приток жидкости определяется по формуле [2]:

$$Q = 4 \int_0^S V(S) dS, \quad (1)$$

где S – площадь полутрещины;

V – скорость перетока из пласта в трещину, определяется по формуле:

$$V = \frac{2P_0 - P(x,t)}{2L} e^{-\lambda_2 x} \quad (2)$$

где ε – коэффициент гидропроводности пласта;

α – коэффициент пьезопроводности пласта;

L – длина пласта;

P_0 – давление на границе пласта;

$P(x,t)$ – давление в трещине.

$$t_1 = L^2 / 12\alpha, \tag{3}$$

где t_1 – время достижения границы пласта.

Будем считать, что фильтрация в пласте и в трещине прямолинейно-параллельная. Пусть давление в трещине распределяется по закону:

$$P = P_0 + P_c \frac{x}{l}; \quad 0 \leq x \leq l \tag{4}$$

где l – длина трещины.

Высота трещины изменяется по закону:

$$h(x) = h_2 + \frac{h_1 - h_2}{l} x \tag{5}$$

где $h(x)$ – высота трещины в произвольном сечении.

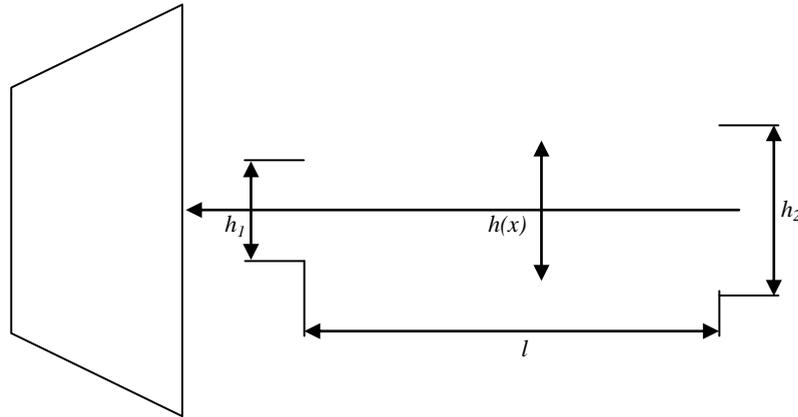


Рис. 1. Форма трещины от ГРП

$$dS = h(x)dx. \tag{6}$$

В этом случае подставляем (2), (4), (5), (6) в (1) и интегрируем от 0 до l . Проинтегрировав, получаем формулу:

$$Q = \frac{8\varepsilon}{L^2} (P_0 - P_c) \cdot l \cdot (2h_2 + h_1) e^{-3\frac{\alpha}{L^2} t - t_1}. \tag{7}$$

При $t \leq t_1$ экспонента равна единице.

По формуле (7) можно определить приток жидкости из пласта в трещину, если известны коэффициенты пьезо- и гидропроводности пласта до проведения гидроразрыва. Эти параметры определяются по данным гидродинамических исследований скважин. В случае их отсутствия коэффициенты проницаемости, входящие в выражения для расчета пьезо- и гидропроводности, можно определить по лабораторным исследованиям керна, либо геофизическим исследованиям скважин.

Анализ гидродинамических и геофизических исследований пласта ЮВ₁ Нивагальского месторождения показал, что пласт является неоднородным по толщине. Нефтенасыщенные пропластки переслаиваются непроницаемыми глинистыми прослоями, средняя проницаемость колеблется от 1 до 25 мД [1]. Таким образом, пласт может быть смоделирован как два равных по мощности пропластка с различными проницаемостями, разделенными непроницаемым глинистым прослоем, который исключает перетоки между ними.

Рассмотрим пример: пусть известны: $L = 200$ м, $k_1 = 25$ мД = $25 \cdot 10^{-15}$ м² – проницаемость первого прослоя, $k_2 = 1$ мД = 10^{-15} м² – проницаемость второго прослоя, $\beta^* = 1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па (коэффициент упругости пласта), $\mu = 2 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $h_1 = 2$ м, $h_2 = 10$ м, $P_0 = 24$ МПа, $P_c = 12$ МПа, $l = 60$ м.

$$\alpha_{11} = \frac{k_1}{\beta^* \mu} = \frac{25 \cdot 10^{-15} \cdot 10}{1,5 \cdot 2 \cdot 10^{-10} \cdot 10^{-3}} = 0,083 \text{ м}^2/\text{с}; \quad \alpha_{21} = \frac{k_2}{\beta^* \mu} = \frac{10^{-15}}{1,5 \cdot 2 \cdot 10^{-10} \cdot 10^{-3}} = 0,33 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2/\text{с}$$



$$\lambda_{11}^1 = \frac{\alpha_{11}}{L^2} = \frac{0,083}{4 \cdot 10^4} = 2,075 \cdot 10^{-6} \frac{1}{c} ; \lambda_{11}^2 = \frac{\alpha_{21}}{L^2} = \frac{0,33 \cdot 10^{-2}}{4 \cdot 10^4} = 8,25 \cdot 10^{-8} \frac{1}{c}$$

$$\lambda_{21}^1 = \frac{\varepsilon_{11}}{L^2} = \frac{2,5 \cdot 10^{-11}}{4 \cdot 10^4} = 6,25 \cdot 10^{-16} \frac{м}{Па \cdot c} ; \lambda_{21}^2 = \frac{\varepsilon_{21}}{L^2} = \frac{5 \cdot 10^{-12}}{4 \cdot 10^4} = 1,25 \cdot 10^{-16} \frac{м}{Па \cdot c}$$

$$t_1 = \frac{L^2}{12\alpha_{11}} = \frac{4 \cdot 10^4}{12 \cdot 0,083} = 4 \cdot 10^4 c = 0,46 \text{ сут} ; t_2 = \frac{L^2}{12\alpha_{21}} = \frac{4 \cdot 10^4}{12 \cdot 0,33 \cdot 10^{-2}} = 1 \cdot 10^6 c = 11,5 \text{ сут}$$

По (7) вычисляем дебит жидкости каждого прослая:

$$Q_1 = 8 \cdot 6,25 \cdot 10^{-16} \cdot 12 \cdot 10^6 \cdot 11 \cdot 60 = 3,96 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/c = 3,42 \text{ м}^3/\text{сут} ;$$

$$Q_2 = 8 \cdot 1,25 \cdot 10^{-16} \cdot 12 \cdot 10^6 \cdot 11 \cdot 60 = 7,92 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/c = 0,68 \text{ м}^3/\text{сут} .$$

В пропластке с более высоким дебитом, он будет затухать быстрее за счет того, что он имеет более высокую проницаемость и соответственно быстрее отдаст флюид. Этот дебит будет сохраняться в течении $t_1 = 0,46$ (сут.), а меньший дебит из менее проницаемого пропластка будет сохраняться в течение $t_2 = 11,5$ (сут.).

Таким образом, с течением времени дебит скважины будет уменьшаться. Для его поддержания необходимо выбрать оптимальные депрессию в трещине, причем давление на забое скважине должно быть больше или равно давлению насыщения. В предложенной модели не было учтено вытеснение нефти водой из пласта, которое может повлиять на обводненность продукции.

Более точное решение задачи по определению притока жидкости в скважину можно получить определив распределение давления в самой трещине. Из (7) следует, что с ростом коэффициента проницаемости и пьезопроводности пласта дебит будет уменьшаться. Таким образом проводить ГРП в высокопроницаемых пластах не рекомендуется, что подтверждено промысловыми данными [3].

Литература

1. Министерство топлива и энергетики РФ ОАО "Лукойл – Западная Сибирь" ТПП "Лангепаснефтегаз". Уточненная технологическая схема разработки Нивагальского месторождения. – том 1. – кн. 3. – Тюмень, 1999.
2. Коротенко В.А. Выбор оптимального режима работы скважин после гидроразрыва сложнопостроенного коллектора / В.А. Коротенко, В.И. Соколова // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – вып. 3. – С. 106–110.
3. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. Гидроразрыв пласта: Внедрение и результаты, проблемы и решения. – Тюмень: изд. Лангепас, 2001.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ГЛУБИНЫМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ ПРИ СПУСКЕ ИХ НИЖЕ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ

М.Т. Зарипов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов (УЭЦН), относящихся к классу бесштанговых, является в настоящее время основным способом добычи нефти в России. В Советском Союзе нефтегазодобывающая промышленность с открытием новых месторождений нуждалась в насосах для отбора из скважины большого количества жидкости. В целом же разработка бесштанговых, в частности лопастных (более приспособленных для больших подач), насосов в нашей стране началась еще до революции. Из лопастных получили наиболее распространенные насосы с рабочими колесами центробежного типа, поскольку они давали большой напор при заданных подачах жидкости и габаритах насоса.

Сегодня доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов составляет порядка 70–80 %, поэтому повышение эффективности добычи нефти с помощью ЭЦН является одной из главных задач современного нефтегазового комплекса. Для этого постоянно разрабатываются новые методики компоновки насосов, усовершенствуются старые, меняется дизайн модулей насоса, рабочих колес, ПЭД, газосепараторов и диспергаторов. Все это представляет большой интерес для научных центров ведущих производителей ЭЦН по всему миру.

Любая нефтяная компания ставит перед собой задачи правильного подбора глубинно-насосного оборудования для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтные периоды работы установок [6]. Особенно большое внимание уделяется установкам электроцентробежных насосов, на которые приходится основная доля добываемой продукции. К числу таких компаний, несомненно, относится и ОАО «Томскнефть».

Крапивиновское месторождение – одно из крупнейших месторождений Томской области. При выборе данного месторождения учитывались такие факторы, как величина запасов и применение на добывающем фонде

только парка УЭЦН. На примере данного месторождения проведен анализ пионерной технологии эксплуатации скважин глубинными электроцентробежными насосами, при спуске их ниже интервала перфорации (рис. 1).

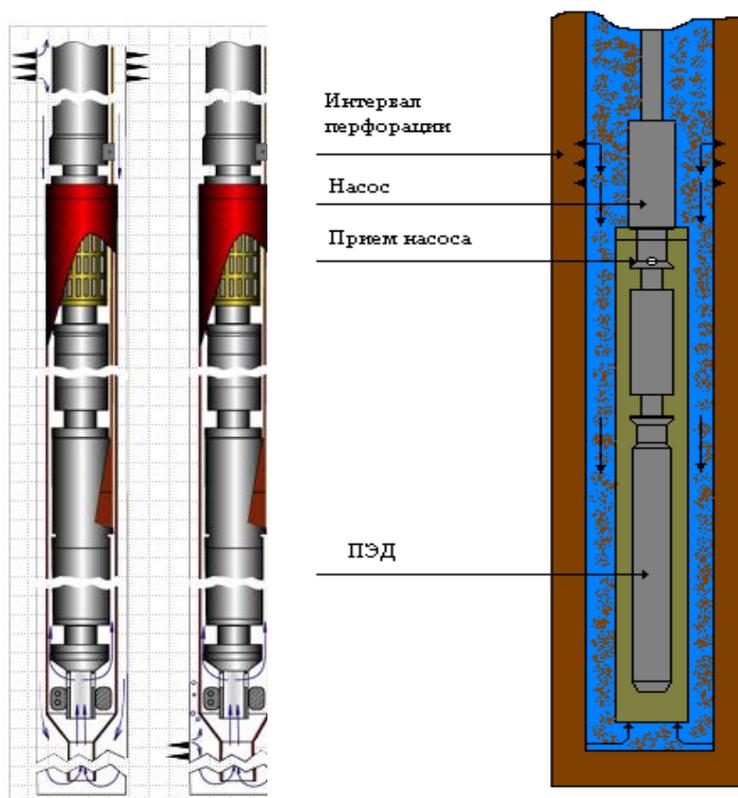


Рис. 1. Схема спуска ЭЦН ниже перфораций с кожухом на ПЭД

Анализ данной технологии проведен как с помощью численного математического моделирования гидродинамики гетерогенных потоков при спуске насоса ниже перфораций, так и с помощью программного пакета подбора ЭЦН в скважину SubPUMP V6.10. Для моделирования использовались данные из [3, 4, 5].

Таблица 1

Результаты моделирования спуска ЭЦН ниже перфораций

Месторождение	№ скв.	Тип насоса	Н сп, м	Ндин, м	Q жид., м3/сут	Тип насоса	Н сп, м	Ндин, м	Q жид., м3/сут	Увеличение дебита, %
			ДО СПУСКА			ПОСЛЕ СПУСКА				
Западно-Моисеевское	71	ЭЦН - 125	2859	2537	120	GN-1600	3300	3000	168	40,00
Западно-Моисеевское	74	ЭЦН - 125	2640	2458	71	GN-1600	2950	2650	161	126,76
Крапивинское	366	DN-3000	2844	2551	249	DN-3000	3200	3500	325	30,52
Двуреченское	10P	ЭЦН - 400	2303	1697	350	DN-5800	2700	3000	704	101,14

В условиях современного рынка вопросы правильного подбора глубинно-насосного оборудования для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации становятся особо актуальными, как с технической, так и экономической точки зрения [2]. Анализ применения технологии эксплуатации скважин при спуске ЭЦН ниже перфораций показывает, что данная разработка является эффективной по целому ряду показателей. Но главное – это увеличение дебита в ряде случаев более, чем на 100 %, и, конечно же, почти 100 %-ная естественная газосепарация. Все это делает возможным эксплуатацию скважин с высоким газовым фактором при помощи глубинных центробежных электронасосов.

Результаты компьютерного моделирования с помощью программного пакета SubPUMP V.6.10 по ряду скважин Крапивинской пачки месторождений показали увеличение дебита от 30 до 126 % даже при относительно небольшом газовом факторе (табл. 1). Все это подтверждает результаты промысловых испытаний ЭЦН ниже перфораций на месторождении Amoco's Vumpass Unit (США), где при незначительных изменениях обводненности продукции максимальный прирост дебита составил 100 % (рис. 2).

Однако сама технология такой эксплуатации еще мало изучена, поэтому была построена упрощенная математическая модель [7] гидродинамики гетерогенных потоков в эксплуатационной колонне нефтяной скважины, оборудованной УЭЦН, при спуске насоса ниже интервала перфорации. Что позволило немного приблизиться к физике реального процесса и проанализировать основные моменты.

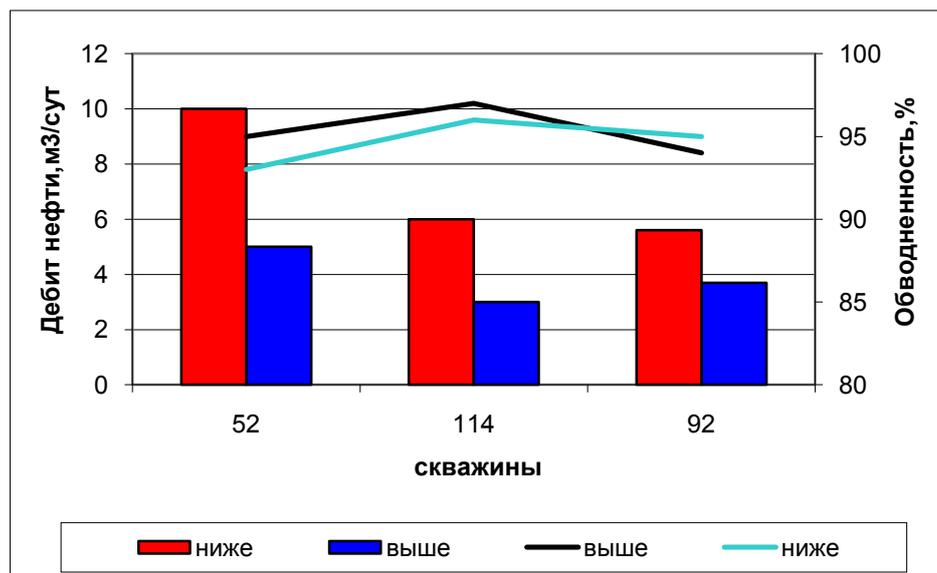


Рис. 2. Результаты промысловых испытаний ЭЦН ниже перфораций на месторождении Amoco's Vumpass Unit (Оклахома, USA)

Литература

1. Бурлуцкий Е. С. Гидродинамика многофазных течений. – М., 2005.
2. Гиматулинов Ш.М. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра. – 1983.
3. Данные о состоянии фонда скважин Крапивинского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. – Тюмень, 2006.
4. Данные технологических режимов работы скважин Крапивинского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. – Тюмень, 2006.
5. Пакет геологической и геофизической информации по Крапивинскому месторождению ОАО «Томскнефть». – Тюмень, 2006.
6. Крец В.Г., Саруев Л.А. Оборудование для добычи нефти: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ., 1997.
7. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. – М.: Мир, 1980.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В КАЧЕСТВЕ РАСТВОРИТЕЛЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

И.К. Иванова

Научный руководитель доцент Е.Ю. Шиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Газовый конденсат Иреляхского газонефтяного месторождения в настоящее время используется как растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), образующихся в нефтепромысловом оборудовании при добыче нефти на этом месторождении. Отмечено, что с каждым последующим годом в осенне-зимний период эксплуатации скважин последовательно увеличивается объем необходимого конденсата для ликвидации последствий образования АСПО. Однако, несмотря на постоянно проводимые технические мероприятия, полностью очистить насосно-компрессорные трубы (НКТ) от органических отложений не удастся.

Таким образом, целью настоящего исследования является изучение индивидуального углеводородного состава газового конденсата, оценка его эффективности при удалении АСПО, а также определение оптимального направления для повышения эффективности его применения.

Углеводородный состав газового конденсата Иреляхского месторождения исследовался методом газожидкостной хроматографии. Хроматограмма конденсата представлена на рис.

Установлено, что в составе газового конденсата преобладают насыщенные УВ (97,26 об. %). *n*-алканы представлены гомологическим рядом $C_4H_{10} - C_{20}H_{42}$. Кривая молекулярно-массового распределения *n*-алканов имеет бимодальный характер с максимумами на C_6 и C_{12} . Средние и высокомолекулярные гомологи доминируют. Сумма низкокипящих УВ $C_4-C_8 - 10,84$, $C_9-C_{20} - 34,33$ об. %. Нафтены и ароматические УВ находятся в подчиненных количествах, 4,96 и 2,74 об. %, соответственно.

В АСПО методом анализа остаточных нефтепродуктов по Маркусону [2] было определено содержание основных групповых компонентов: углеводородов (УВ)+ твердых парафинов, смол, асфальтенов и их неорганической части. Установлено, что АСПО относится к парафинистому типу [1]. Следующим этапом работ стала оценка эффективности действия конденсата на АСПО, которая производилась в статических условиях по методике НПО «Нефтепромхим» [3] при температуре 10 °С. Экспериментальные данные растворимости АСПО в конденсате Иреляхского месторождения показали, что его растворяющая способность – 37,54 % мас., моющая способность – 62,46 % мас. Низкую растворимость АСПО в газовом конденсате, можно объяснить тем, что парафины и смолы, входящие в состав АСПО, трудно сольватируются длинноцепочечными алканами газового конденсата.

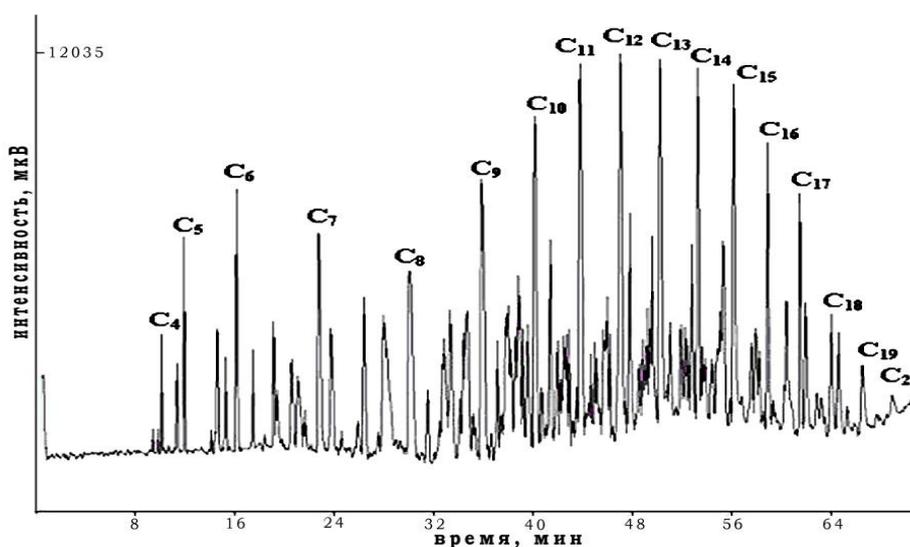


Рис. Хроматограмма газового конденсата Иреляхского месторождения

Таким образом, технический и, соответственно, экономический эффект при применении газового конденсата, в качестве растворителя АСПО, может быть достигнут: 1) путем фракционирования конденсата на пункте подготовки нефти, с получением гексановой фракции, что значительно уменьшит затраты на транспортировку растворителя, при этом можно будет получить еще и дополнительно, качественную дизельную фракцию с высоким цетановым числом; 2) подбором и разработкой композиционного состава на основе конденсата или прямогонных нефтяных фракций с добавлением присадок.

Литература

1. Ivanova I.K., Shitz E.Yu. Investigation of the asphaltene-resin-paraffin deposits composition of the Irelyakh GOF (Yakutia) and development of procedures for their elimination//Materials, Methods and Technology. INTERNATIONAL SCIENTIFIC PUBLICATIONS. – 2008. - Vol.2, part 1. - P. 169-175.
2. Рыбак М.С. Анализ нефти и нефтепродуктов. – М.: ГНТИНГТЛ, 1962. – 888с.
3. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений в добыче нефти / Головки С.Н., Шамрай Ю.В., Гусев В.И., Люшин С.Ф. и др. – М., 1984. – 85 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МАССИРОВАННЫХ ГИДРОРАЗРЫВОВ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.А. Ковалев, А.В. Саранча, Л.М. Гапонова

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В последнее время в ряде нефтяных компаний стали применять операции ГРП с закачкой пропанта 100 и более тонн – это так называемые массивованные гидроразрывы пласта. Так, в компании «Сибнефть – Ноябрьскнефтегаз» было выполнено несколько таких операций [1, 2]. В указанных источниках говорится о высоких достижениях при применении массивованных ГРП на ачимовских отложениях Ярайнерского месторождения.

Однако, при более пристальном рассмотрении особенностей геологической структуры пород Ярайнерского месторождения, технологии проведения ГРП и полученных результатов выясняется, что не все так хорошо и поэтому необходим более глубокий анализ каждой скважины- кандидата для проведения таких работ, так как подобные операции весьма дорогостоящие и их цена порой доходит до стоимости строительства новой скважины.

На Ярайнеровском месторождении одним из основных объектов по величине и площади распространения является ачимовская толща. Ачимовский пласт является нижнемеловым, представлен характерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глинистых пропластков. Пласт низкопроницаемый и имеет высокое давление насыщения – 260 атм., пластовое давление – 270 атм.

Гидроразрывом с закачкой проппанта 100 т были обработаны четыре скважины: №№ 303, 5228, 5230, 5222.

Первый массивированный ГРП был проведен на скважине № 303 в сентябре 2000 года (рис.). До ГРП скважина эксплуатировалась в течение пяти месяцев, за этот период происходит снижение дебитов с 44 до 19 м³/сут, вместе с тем увеличилась депрессия на пласт до 212 атм. После проведенного ГРП пусковой дебит составил 115 м³/сут, а депрессия на пласт стала равной 80 атм. За два года работы скважины после проведенной операции ее дебит снизился до 27 м³/сут., при этом депрессия на пласт увеличилась до 185 атм. Третий год эксплуатации после ГРП характеризуется ростом обводненности продукции и за год этот показатель вырос с 18 до 99 %. При этом полностью отгеснилась нефть и скважина перешла в категорию нерентабельной эксплуатации. За три года эксплуатации после ГРП ею накоплено 42164 т нефти.

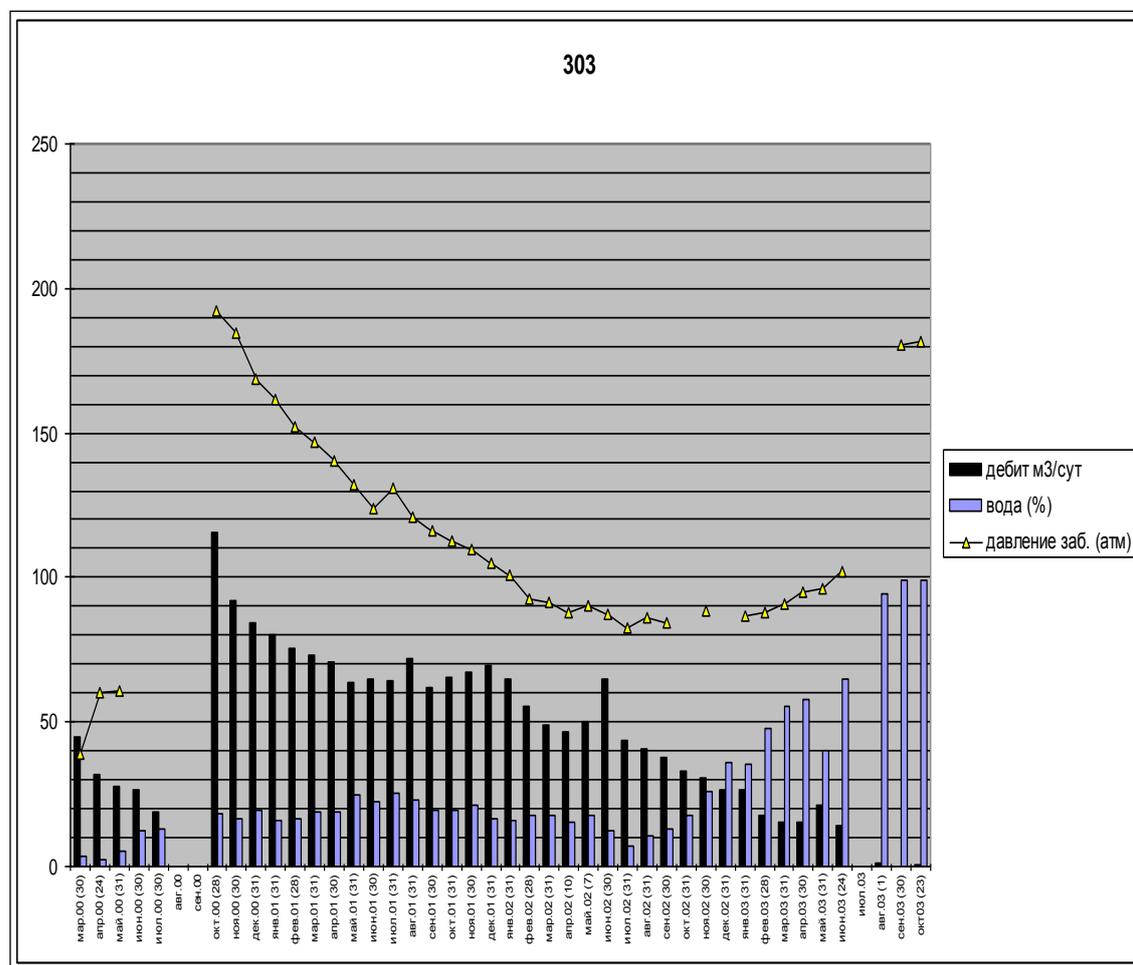


Рис. График добычи до и после ГРП (скважина № 303)

Второй ГРП был проведен на скважине № 5228 в апреле 2001 г. Первые два месяца после ГРП скважина работала с дебитом 65 – 75 м³/сут., а в последующие 10 месяцев ее дебит снизился и установился в диапазоне 25 – 40 м³/сут. Проведенная операция на данной скважине хотя и окупилась затраты на ГРП, однако успешной ее назвать нельзя. За год эксплуатации скважины после ГРП ею было добыто 9689 т, а за второй и третий годы всего 1633 т. Основной рост обводненности пришелся на третий год эксплуатации, за этот период она выросла с 20 до 51 %.

Третьей скважиной, на которой был проведен массивированный ГРП, была скважина № 5230. До ГРП скважина эксплуатировалась около 2 месяцев, за это время ее дебит снизился с 58 до 37 м³/сут. После проведенного гидроразрыва в июне 2001 г. дебит скважины составил 75 м³/сут. По результатам трехлетнего наблюдения за работой скважины ее накопленный объем нефти составил 44801 т. Можно назвать ее самой успешной из 4-х скважин, подвергшихся массивированному ГРП на Ярайнеровском месторождении. За три года эксплуатации обводненность не превышала 30 %.

Скважина № 5222 была последней из серии массивированных ГРП на Ярайнеровском месторождении. За год эксплуатации после ГРП, который был проведен в августе 2001 года, ее дебит снизился с 80 до 10 м³/сут., а в последующий год находился в диапазоне 6 – 10 м³/сут. За два года работы скважиной было накоплено 12524 т нефти. Также за двухлетний период работы скважины отмечается высокая обводненность, которая выросла за это время с 45 % до 81 %.

Проведя расчеты по запасам, приходимся на каждую скважину, и учитывая, что КИН по ачимовским отложениям принят равным 0,25, выяснили, что скважины далеко не приблизились к планируемым извлекаемым запасам, а уже существенно обводнились: так скважина № 303 выработала 22 % от извлекаемых запасов, а ее обводненность достигла 99 %; скважина № 5228 выработала 8 % от извлекаемых запасов, обводненность достигла 51 %; скважина № 5230 выработала 27 % от извлекаемых запасов, обводненность достигла 23 %; скважина № 5222 выработала 8 % от извлекаемых запасов, обводненность достигла 81 %.

Как видно, только скважина № 5230 еще имеет потенциал достижения прогнозных показателей добычи нефти. Три скважины из четырех оказались неэффективными с позиции достижения планируемого КИН.

Основными причинами обводненности скважин с ГРП на Ярайнерском месторождении является то, что при создании трещин с большой закачкой проппанта инициируются подача воды из нижележащих водонапорных пластов. При этом перетоки связаны как с разрушением цементного камня, так и с распространением трещины в кровлю водонапорного пласта. Активное проявление воды в продукции возникает после существенного снижения динамического уровня и создания глубокой депрессии на пласт. Тот факт, что при аналогичных депрессиях на пласт в скважину не поступает больших объемов воды из нижележащих объектов при их запуске до ГРП, а после ГРП вода стала интенсивнее поступать, то это свидетельство того, что воздействие на пласт гидроразрывом с закачкой проппанта до ста тонн и способствовало этому.

Резервом применения ГРП на Ярайнерском месторождении является более четкое планирование операций, например, с регулированием развития трещины с предварительной отсыпкой проппантом нижней части пласта.

Необходимо провести изоляционные работы для реабилитации скважин. Но предварительно необходимо тщательно замерить источники поступления воды. Следует также повысить давление в пласте организацией регулируемой закачкой.

Литература

1. Дияшев И.Р., Гиллард М.Р., Смаровозов А.А. Супер – ГРП на Ярайнерском месторождении // Нефтяное хозяйство, 2001. – № 2.
2. Дияшев И.Р., Небесный А.И., Гиллард М.Р. Супер – ГРП повышает рентабельность разработки Ачимовской свиты Ярайнерского месторождения // Нефтегазовое обозрение, 2002.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ПОМОЩИ МНОГОФАЗНЫХ РАСХОДОМЕРОВ ПОСТОЯННОГО ДЕЙСТВИЯ

М.И. Кузьмин, А.В. Колонских

Научный руководитель М.К. Рогачев

Санкт-Петербургский государственный горный институт

им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Современная аппаратура позволяет постоянно измерять большинство технологических параметров работы скважин. Такие как давление и температуру на приеме насоса и вдоль всего ствола скважины, буферное и затрубное давление [2]. Каждый параметр частично несет в себе информацию о состоянии скважины. Но наиболее общим параметром является дебит скважины по трем компонентам. Динамика изменения производительности скважины содержит в себе огромное количество информации, которая характеризует работу всей системы пласт-скважина-насос. Для качественного анализа необходимо постоянное измерение дебита скважины.

Измерения производительности скважин усложняется на тех месторождениях, где нефти имеют достаточно высокую вязкость. Такой особенностью обладает Усинское месторождение (около 700 мПа·с в среднем) пермо-карбоновой залежи, характеризующееся крайне неоднородным строением карбонатного коллектора, с высокой расчлененностью разреза и прерывистостью продуктивных интервалов и включающего anomalно проницаемые коллектора. На Усинском месторождении большинство многофазных измерений производительности скважины не позволяли производить постоянный контроль по каждой скважине. С этой целью было предложено внедрить индикаторы производительности скважин «Спутник – Нефтемер МК10», которые в дальнейшем благополучно справлялись со своей задачей.

Главное преимущество данного прибора заключается в проведении измерения бесконтактным способом, что позволяет применять его на месторождениях с высоковязкой нефтью. Измерение продукции

скважины производится по трем компонентам (нефть, вода и газ) постоянно во времени. Конструкция прибора, изображена на рис. 1, разработана таким образом, что позволяет производить измерение производительности сразу по всем скважинам на кусте, в отличие от большинства методов, которые работают через ПСМ (переключатель скважин многоходовой). Сигналы измерительной информации, которые формируются в блоках детектирования, поступают в контроллер, в котором они обрабатываются в соответствии с компьютерной программой. Эта программа формирует результаты измерений, которые передаются на внешние устройства. Индикаторы «Нефтемер» подключены к системе телемеханики, которая обеспечивает сбор, передачу, документирование, хранение, интерпретацию и представление пользователям результатов измерений.

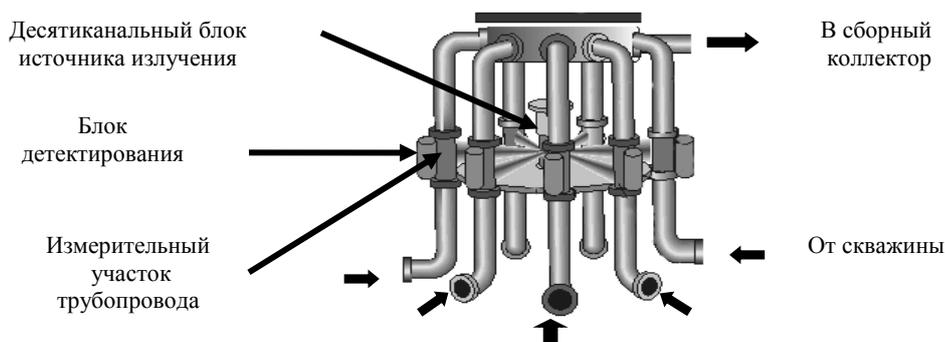


Рис. 1. Принципиальная схема «Спутник – Нефтемер МК10»

Все это позволяет более подробно изучать процессы, протекающие в системе пласт-скважина-насос. С этой целью была собрана база по работе индикаторов «Спутник – Нефтемер МК10» и забойной телеметрической системы СКАД. В результате анализа динамики работы скважин, выявлено, что каждый способ эксплуатации (ШСНУ, УЭЦН и УЭВН) имеет своеобразный характер, который отражает работу всей системы пласт-скважина-насос.

По результатам анализа было выявлено, что динамика работы УЭЦН имеет скачкообразный характер. Дебит скважины по жидкости колебался в очень широких пределах (порядка 40 т/сут.). При этом изменение давления на приеме насоса не происходило. Это говорит о том, что забойное давление было постоянно. Такой характер работы скважина может иметь по двум причинам. Первая – это непостоянство состава продукции на приеме насоса. Устьевые отборы проб показали, что значения обводненности продукции скважины не стабильно. В результате чего меняется как сама характеристика насоса, так и противодавление, которое необходимо преодолеть насосу. Вторая возможная причина связана с реологическими свойствами нефти, в частности с релаксационными свойствами. Характерной особенностью движения тяжелой нефти в пористой среде является неравновесность фильтрационного потока. По данным исследования фильтрации при постоянном перепаде давления было выявлено, что расход нефти монотонно снижался, после чего стабилизировался [1]. Это свидетельствует о том, что усинская нефть обладает временем релаксации. Наличие релаксационных свойств нефти может обуславливать подобную работу скважины.

Как показывает Нефтемер МК10, дебит скважины с УЭВН незначительно колебался. Причем изменение дебита носит плавный характер, в отличие от скважин с УЭЦН. Характерная работа скважины с УЭВН (60 % от всего фонда) представлена на рис. 2. УЭВН является насосом объемного типа, то есть производительность насоса практически не зависит от противодавления, которое необходимо преодолеть насосу.

Этот процесс также можно объяснить релаксационными свойствами нефти, а также влиянием свободного газа на коэффициент подачи насоса.

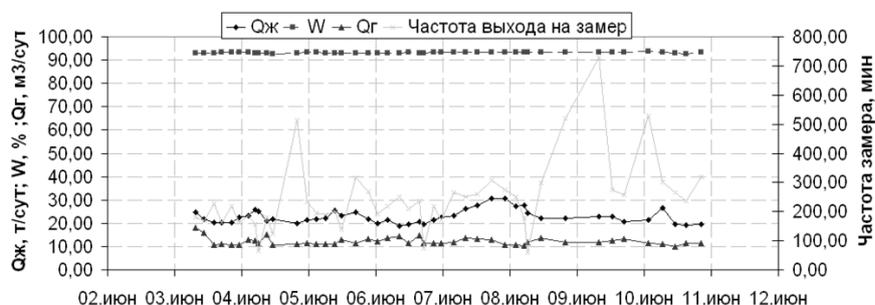


Рис. 2. Показания нефтемера МК10 (ЭВН 25-1500)

Анализ динамики работы скважины с ШСНУ проводился при условии близкого сходства фактической динамограммы с теоретической динамограммой. Это условие обеспечивает отбор скважин с исправным

глубинным оборудованием. В этом случае динамика работы скважины по жидкости имеет постоянный характер со скачкообразными недолговременными увеличениями дебита скважины по жидкости.

Наряду с качественным был проведен количественный анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН и УЭВН. Это позволило выявить значения ряда параметров при помощи которых возможно диагностировать работу скважины по признаку нормальная работа/отклонение (Нарушения в динамике дебита скважины).

В качестве диагностических признаков было принято использовать статистические параметры динамики дебита скважин, а также спектр амплитуд. В результате для скважин, оборудованных УЭВН номиналом 25 м³/сут. и УЭЦН с номиналом 30 и 80 м³/сут., определены интервалы статистических параметров динамики дебита скважины, которые характерны для нормальной работы. Нужно отметить, что скважины, оборудованные УЭЦН, имеют больший разброс в значениях дебита по жидкости, чем скважины с УЭВН, причем разброс данных увеличивается с ростом номинальной производительности насоса. Одним из диагностических критериев также можно считать соответствие закона распределения нормальному закону.

В дополнение статистическому анализу, был проведен спектральный (разложение в ряд Фурье), который хорошо зарекомендовал себя как эффективный метод исследования временных рядов [3]. Характерная форма спектра для скважин, оборудованных УЭВН представлена на рис. 3. Из него видно, что нормальная работа скважин характеризуется низкочастотными колебаниями с амплитудой, которая зависит от способа эксплуатации и номинальной подачи насоса. На рисунке также представлен спектр амплитуд, характеризующий проявление осложнений. При этом в спектре амплитуд появляется высокочастотные колебания.

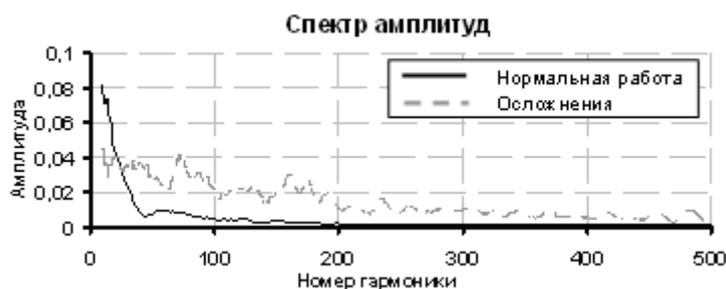


Рис. 3. Спектр амплитуд скважины с УЭВН

Выводы.

1. Внедрение современных технологий в нефтяную промышленность позволяет по-новому эксплуатировать как отдельную скважину, так и все месторождение в целом. Особенно важным становится постоянно контролировать производительность каждой скважины в отдельности. Для этой цели наилучшим способом подходят индикаторы производительности скважин «Спутник - Нефтемер МК10».

2. Предложенный алгоритм обработки динамики дебита скважин по жидкости, используя статистический и спектральный анализ позволяет диагностировать работу скважины по признаку нормальная работа/осложнение.

Литература

1. Аметов И.М., Байдилов Ю.Н., Рузин Л.М., Спиридонов Ю.А. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей, – М.: Недра, 1985. - 205 с.
2. Ленин С.А. Телемеханизация станций управления/С.А. Ленин, А.С. Гордеев //Нефтяное хозяйство, 2002 – №10. – С. 118-119.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Бахтизин Р.Н., Хасанов М.М. Моделирование процессов нефтегазодобычи. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 368 с.

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГЛУБИНЫ НАЧАЛА ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТЕНОМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

А.В. Лекомцев, А.А. Ерофеев, М.С. Турбаков

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Эксплуатация значительной части добывающих скважин нефтяных месторождений Пермского Прикамья осложнена образованием высоковязких водонефтяных эмульсий и асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). Образование АСПО на скважинном оборудовании – основной вид осложнений, имеющий место примерно в 80 % скважин осложнённого фонда.

Накопление АСПО на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб и другого скважинного оборудования приводит к снижению отборов нефти, уменьшению межремонтного периода работы скважин. Эксплуатация скважин, добывающих парафинистую нефть, показала, что без проведения работ по предотвращению и удалению АСПО нельзя эффективно решать вопросы оптимизации добычи нефти.

Для успешного применения оборудования и технологий предупреждения образования и удаления АСПО необходимо определять глубину начала их образования в скважинах. Очевидно, что интенсивное образование АСПО происходит при значениях температуры жидкости ($t_{ж}$) в скважине ниже температуры насыщения нефти парафином ($t_{нас}$).

Распределение температуры в скважинах может быть рассчитано по следующим зависимостям [1, 2]:

$$t(H) = t_{заб} \cdot \left[1 - 0,544 \cdot \frac{H_{скв} - H}{c_{ж}} \cdot \left(623,7 \cdot \frac{d}{Q} + 1 \right) \right], \quad (1)$$

$$t(H) = t_{заб} - (H_{скв} - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \omega}{10Q / (1728 \cdot \rho \cdot d^{2,67})}, \quad (2)$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины, м; H – глубина, отсчитываемая от устья, м; $t_{заб}$ – температура на забое, °С; Q – массовый дебит скважины по жидкости, т/сут.; ρ – плотность добываемой жидкости, кг/м³; $c_{ж}$ – удельная теплоёмкость продукции скважины, Дж/(кг·°С); d – внутренний диаметр подъёмных труб (НКТ) скважины, м; ω – геотермический градиент, °С/м:

$$\omega = \frac{t_{заб} - t_{нс}}{(H_{скв} - H_{нс})}, \quad (3)$$

где $t_{нс}$ – температура нейтрального слоя, °С; $H_{нс}$ – глубина залегания нейтрального слоя, м.

Для расчёта распределения температуры использованы промысловые данные по нефтедобывающим скважинам месторождений Пермского Прикамья, осложнённых образованием АСПО, оборудованных установками штанговых глубинных насосов (табл. 1). Температура жидкости в затрубном пространстве измерялась с помощью глубинных манометров. Для рассматриваемых скважин глубина залегания нейтрального слоя принята равной 30 м при его температуре 6 °С [1]. Внутренний диаметр НКТ $d = 0,062$ м.

Таблица 1

Определение температуры жидкости в скважине

№ п.п.	Месторождение	Объект	№ скв.	Q, т/сут	ρ , кг/м ³	Измеренная температура, °С		Глубина, м		Расчёт $t_{НКТ}$, °С		Отклонение, %	
						$t_{заб}$	$t_{Н}^*$	$H_{скв}$	H^*	по (2)	по (7)	по (2)	по (7)
1.	Змеёвское	Т	1203	7,7	971,8	28,2	10,55	1640	280	9,09	10,29	-13,88	-2,52
2.	Берёзовское	Бб	736	5,6	1056,0	28,3	10,71	1590	344	10,19	11,34	-4,78	5,9
3.	Берёзовское	Бб	796	4,9	1000,4	29,6	14,54	1538	558	14,31	15,29	-1,54	5,24
4.	Берёзовское	Бб	916	13,6	884,9	29,3	15,86	1590	548	13,96	14,94	-12,01	-5,84
5.	Павловское	Т	851	9,0	849,1	25,6	19,3	1484	1027	19,32	19,71	0,09	2,12

*Примечание: H – глубина, на которой проведено измерение температуры $t_{Н}$ (по данным термометрирования скважин)

По всем рассматриваемым скважинам дебит жидкости меньше 15 т/сут., поэтому формула (1) не может быть применена при расчётах.

Температуру жидкости в НКТ на глубине H от устья скважины ($t_{НКТ}$) определяли по формуле

$$t_{НКТ} = 2 \cdot t_{Н} - t_{окр}, \quad (4)$$

где $t_{окр}$ – температура окружающих пород на глубине H , °С:

$$t_{окр} = t_{заб} - (H_{скв} - H) \cdot \omega. \quad (5)$$

Таким образом, при определении $t_{НКТ}$ принято, что

$$t_{Н} = 0,5 \cdot (t_{НКТ} + t_{окр}). \quad (6)$$

Расчёты $t_{НКТ}$ расч. выполнены по формуле (2), результаты приведены в табл. 1. Отклонения от данных термометрии достигают 14 %. С учётом полученных отклонений $t_{НКТ}$ расч. от $t_{НКТ}$ (табл. 1) проведена корректировка (2) в виде

$$t_{НКТ} \text{ расч.} = t_{заб} - (H_{скв} - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,725 \cdot \omega}{10Q / (1728 \cdot \rho \cdot d^{2,67})}, \quad (7)$$

Результаты расчётов по (7) также приведены в табл. 1.

Температура кристаллизации парафина из нефти (температура насыщения нефти парафином), зависит от ряда факторов, в первую очередь от давления, количества растворённого в нефти газа, состава асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ).

При подъёме нефти в скважинах температура насыщения, с одной стороны, уменьшается из-за снижения давления, с другой – увеличивается по мере выделения растворённого в нефти газа в свободную фазу. Влияние второго фактора обычно является преобладающим, поэтому температура насыщения нефти парафином в поверхностных условиях практически всегда выше, чем для пластовой нефти. В одном из проектно-технологических документов ООО «ПермНИПИнефть» приводится эмпирическая формула для определения температуры насыщения парафином дегазированной нефти ($t_{нас.д}$):

$$t_{нас.д} = 70,5 \cdot e^{-\frac{3,686}{\Pi}} \quad (8)$$

где Π – массовое содержание парафина в нефти, %.

Оценка $t_{нас.д}$ по (8) выполнена для 12 объектов разработки нефтяных месторождений Пермского Прикамья, отличающихся по свойствам нефти, содержанию и составу АСПВ (табл. 2). Отклонения от экспериментально полученных в лабораторных условиях данных составили до 140 %, то есть оказались весьма существенными.

Очевидно, что $t_{\text{нас.д}}$ зависит не только от содержания парафина, но и от совокупного влияния температуры плавления парафина, вязкости дегазированной нефти и наличия в ней парафинов, смол и асфальтенов. Для обработки экспериментальных данных формула (8) записана в виде:

$$t_{\text{нас.д}} = t_{\text{плав}} \cdot e^{-X(\Pi; C; A; \mu_{\text{н.д}})} \quad (9)$$

где $t_{\text{плав}}$ – температура плавления парафина, °С; C , A – содержание, соответственно, смол и асфальтенов в нефти, % мас.; $\mu_{\text{н.д}}$ – динамическая вязкость дегазированной нефти, мПа·с; X – показатель степени при экспоненте.

Таблица 2

Определение температуры $t_{\text{нас.д}}$

Месторождение	Объект	$\mu_{\text{н.д}}$, мПа·с	$t_{\text{плав}}$, °С	Содержание в нефти, %			$t_{\text{нас.д}}$, °С			X по номогра.	Отклонение, %	
				П	С	А	эсп.	расчёт			по (8)	по (9)
								по (8)	по (9)			
Западное	Бш	15,59	54	3,45	14,17	3,77	18	24,2	18,9	1,05	-51,3	-5
Западное	Бш	15,59	53	3,45	14,17	3,77	18	24,2	18,4	1,06	-51,3	-2,2
Западное	Тл2а, Тл2б	47,23	57	3,18	18,18	5,32	19	22,1	19,9	1,05	-38,1	-4,7
Западное	Тл2а, Тл2б	51,94	57	2,75	20,41	6,21	19	18,5	20,6	1,02	+2,6	-8,4
Западное	Тл2б	35,75	56	2,75	19,25	4,47	19	18,5	19,6	1,05	+2,6	-3,2
Западное	Тл2а, Тл2б	52,23	55	1,67	19,09	4,3	18	7,8	17,6	1,14	+56,7	+2,2
Змеёвское	Тл	46,76	58	2,82	21,04	4,09	19	19,1	17,8	1,21	-0,5	+6,3
Змеёвское	Тл	50,2	50	5,87	17,01	5,94	19	37,6	20,3	0,9	-97,9	-6,8
Змеёвское	Тл	46,78	51	5,01	18,01	5,09	19	33,8	19	0,99	-77,9	0
Змеёвское	Бш	24,72	56,5	3,13	15,23	3,09	15	21,7	15,6	1,29	-44,7	-4
Змеёвское	Бб	33,46	56	5,85	19,22	3,23	19	37,5	18,1	1,14	-97,4	+5,8
Первомайское	Бш	51,41	52	4,3	19,06	4,5	15	29,9	16	1,18	-99,3	-6,7
Первомайское	Тл2б	40,94	57,4	2,56	18,15	4,41	19	16,7	19,1	1,1	+12,1	-0,5
Шершнёвское	Мл	9,5	56,4	5,12	15,24	5,87	30,4	34,3	30,3	0,62	-12,8	+0,3
Шершнёвское	Бб	12,73	56	5,65	13,86	5,76	30,4	36,7	29,2	0,65	-20,7	+3,9
Бугровское	Бш	22,95	53	5,48	15,84	3,27	15	36	16	1,2	-140	-6,7
Бугровское	Тл2а	46,89	55	3,43	18,84	4,41	17,5	24,1	18,1	1,11	-37,7	-3,4
Березовское	Бб	45,8	55	4,47	19,48	4,47	19	39,6	18,1	1,11	-62,6	+4,7

Для определения X построена номограмма (рис. 1), по которой значения X устанавливаются с учётом перечисленных выше факторов. Полученные значения приведены в табл. 2, здесь же приведены результаты расчётов по (9). Максимальное отклонение расчётных значений от экспериментальных не превышает 8,4 %, что для рассматриваемого показателя можно считать приемлемым.

Рис. Номограмма для определения показателя степени X

По формуле ВНИИнефть температура насыщения нефти парафином в пластовых условиях ($t_{\text{нас.пл}}$) составляет:

$$t_{\text{нас.пл}} = t_{\text{нас.д}} + 0,2 \cdot P_{\text{пл}} - 0,1 \cdot \Gamma_{\text{н}}, \quad (10)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; $\Gamma_{\text{н}}$ – газонасыщенность пластовой нефти, м³/м³.

Результаты расчетов по (10) приведены в табл. 3. Отклонение (погрешность) от полученных в лабораторных условиях данных достигает 44 %. При обработке экспериментальных данных нами получена формула

$$t_{\text{нас.пл.}} = t_{\text{нас.д.}} + 0,176 \cdot P_{\text{пл}}^{0,74} - 0,194 \cdot (\Gamma_{\text{н}})^b \quad (11)$$

Таблица 3

Определение температуры $t_{\text{нас.пл.}}$

Месторождение	Объект	$t_{\text{нас.}} \text{ } ^\circ\text{C}$		$P_{\text{пл}}$, МПа	$\Gamma_{\text{н}}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Расчёт $t_{\text{нас.пл.}}$, $^\circ\text{C}$		Отклонение, %	
		$t_{\text{нас.пл.}}$	$t_{\text{нас.д.}}$			по (10)	по (11)	по (10)	по (11)
Бугровское	Бш	12	15	13	10,3	16,57	11,96	-38,1	0,3
	Тл2а	14	17,5	16,5	11,1	19,69	14,25	-40,6	-1,8
Западное	Бш	15	18	12,8	10,3	19,53	14,95	-30,2	0,3
	Тл2а, Тл2б	16	19	16	10,1	21,19	16,26	-32,4	-1,6
Змеёвское	Тл	16	19	16,6	11,2	21,2	15,7	-32,5	1,9
Змеёвское	Бш	12	15	12,7	11	16,44	11,56	-37	3,7
Змеёвское	Бб	14,5	19	16,2	13	20,94	14,65	-44,4	-1
Первомайское	Тл2б	17	19	16,01	8,9	21,31	16,89	-25,4	0,6
Шершнёвское	Бб	24,5	30,4	21,1	64,2	28,2	24,52	-15,1	-0,1

Для Ножовской группы месторождений ($\Gamma_{\text{н}} < 12 \text{ м}^3/\text{м}^3$) $b = 1,32$; для Шершнёвского месторождения ($\Gamma_{\text{н}} > 60 \text{ м}^3/\text{м}^3$) $b = 0,88$.

Результаты расчётов по (11) приведены в табл. 3.

Таким образом, с помощью формул (7), (9) и (11) может быть выполнен расчет изменения в скважине температуры поднимающейся жидкости и температуры насыщения нефти парафином. При $t_{\text{ж}} < t_{\text{нас}}$ возможно интенсивное образование асфальтеносмолопарафиновых отложений.

Литература

1. Грон В.Г., Богомольный Г.И.. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. Пособие для вузов/ Мищенко И.Т., Сахаров В.А., – М.: Недра, 1984. – 272 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для ВУЗов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

КАРТЫ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ ТРЕЩИНЫ ГРП

А.В. Лихтарев

Научный руководитель А.В. Пестриков.

ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

В настоящее время, одним из методов повышения эффективности ГРП, рассматривается применение чистых жидкостей с фактором остаточной проницаемости проппанта 0,85–0,95, что является существенно больше по сравнению с традиционными полимерными ГРП с фактором остаточной проницаемости проппанта 0,34–0,4. Однако, данная технология чистых жидкостей ГРП существенно дороже по сравнению с традиционными жидкостями.

В данной работе рассматривается технико-экономическая модель построения карт применимости технологии увеличения остаточной проводимости трещины ГРП. В модели использованы две подмодели. Модель расчета продуктивности ГРП (Prats 1961 г.) и модель расчета чистого дисконтированного потока. Рассматриваются два варианта. Первый, когда предполагается, что в процессе ГРП мы управляем только длиной трещины. Высота и ширина – среднестатистические и зафиксированы. Второй, предполагается, что в процессе ГРП мы всегда можем реализовать любую оптимальную с точки зрения NPV геометрию (X_f, w_f). В работе показано, что область применения технологий увеличения остаточной проводимости лежит в первом случае, при проницаемости больше 2 мД и длине трещины больше 100 м., во втором при проницаемости больше 1,2 мД.

Введение.

Цель данной статьи – разработать методику расчета экономического эффекта от перехода на технологию увеличения остаточной проводимости трещины ГРП по сравнению с традиционным ГРП на полимерных жидкостях. Представить ее в виде «карт применимости» доступной любому непросвещенному человеку. Рассмотрено 2 подхода. Первый, когда предполагается, что в процессе ГРП мы управляем только длиной трещины. Высота и ширина – среднестатистические и зафиксированы. Второй, предполагается, что в процессе ГРП мы всегда можем реализовать любую оптимальную с точки зрения NPV геометрию (X_f, w_f).

Алгоритм расчета.

В упрощенном виде технология увеличения остаточной проводимости выглядит в увеличении остаточной проводимости проппантной пачки (RF – Retain Factor) с 0,4 (среднестатистический RF на полимерном ГРП) до 0,95. Кроме того в модель была заложена 10 % неопределенность достижения $RF = 0,95$. Таким образом, карты применимости строились для $RF_1 = 0,4$; $RF_2 = 0,88$. Рассмотрено 2 алгоритма расчет карт применимости (табл. 1).

Анализ карт.

В результате расчета были получены 2 карты для Приобского месторождения 1D и 2D. В случае 1D (рис. 1), сравнивались оптимальные дизайны с точки зрения максимизации NPV, при этом дизайны ГРП для случая полимерного и чистого ГРП могут быть различны. По рис. 1 видно что положительный экономический эффект наступает уже в том случае когда проницаемость пласта превышает 1,2 мД. На рис. 2 приведены длины трещин X_f , для оптимальных дизайнов для любой проницаемости резервуара. Следует отметить, что в случае технической возможности создания оптимальных дизайнов ГРП с технологией увеличения остаточной проводимости трещины следует делать более длинными. Однако не всегда представляется возможным использовать 1D карту, т. к. учитывая технологические возможности оборудования, а также риски дизайны ГРП не всегда являются оптимальными с точки зрения NPV. Другими словами в модель не заложены другие более сложные для математической оценки риски, в частности сложность геологии и возможность оборудования.

Для случаев сознания неоптимальных с точки зрения NPV трещин предназначена карта 2D (рис. 3). По осям отложены длина трещины и проницаемость пласта. Видно, что область применения технологий увеличения остаточной проводимости трещины зависит не только от проницаемости, но и от длины создаваемой трещины ГРП. В упрощенном виде можно отметить что область применения лежит в диапазоне при проницаемости выше 1, 3 и полудлине трещины больше 100 м.

Таблица 1

Алгоритмы расчета карт применимости

Алгоритм 1, 2D:	Алгоритм 2, 1D:
В процессе ГРП мы управляем только длиной трещины. Высота, ширина - среднестатистические, зафиксированы	В процессе ГРП мы всегда можем реализовать любую оптимальную с точки зрения NPV геометрию (X_f, w_f).
Модель резервуара: Параллелепед со скважиной в центре Исходные данные: - Параметры скважины: R_w - Параметры пласта: $k_{res}, \mu, h, B_o, R_{es}, \rho, P_{пл}, P_{нас}$ - Тех. режим: $P_{заб}$ - Параметры трещины: $h, w_f, k_{prop}, RF_1=0,4, RF_2=0,88, Ext$ (доля проппанта, размещенного вне целевого инт-ла)	
- $M_{ГРП} = \rho_{проп} \cdot w_f \cdot X_f \cdot h_f$ - $\rho_{проп}, w_f, h_f = const$ - $J_D = f(k_{res}, k_{prop} \cdot RF, w_f = const, X_f, I_x)$	- $M_{ГРП} = \rho_{проп} \cdot w_{фонт} \cdot X_{фонт} \cdot h_f$ - Расчет $w_{фонт}, X_{фонт}$ – оптимальные для заданной k_{res} с учетом технических ограничений (мин. размер проппанта, макс. давление при ГРП по корреляции Economides) [1] - Расчет оптимального $J_D = f(k_{res}, k_{prop} \cdot RF, w_{фонт}, X_{фонт}, I_x)$
Модель падения добычи: $Q = Q_0 \cdot t^{-a}$, где a – средний параметр для месторождения. Экономическая модель: NPV = ПРИБЫЛЬ- CAPEX-ОРЕХ Суммирование и дисконтирование NPV за год. Расчет стоимости ГРП: $P = aM + b$, где M – масса проппанта, b – фиксированная стоимость, a – стоимость руб/тонна. Расчет прироста NPV: $NPV_{ratio} = \frac{NPV_{RF_1=0,88} - NPV_{RF_2=0,4}}{NPV_{RF_2=0,4}}$	
Карта применимости - 2D двумерная (матрица), где по осям отложены k_{res}, X_f , а матрица заполнена значениями NPV_{ratio} . Независимые переменные k_{res}, X_f .	Карта применимости 1D одномерная (график), где по осям отложены k_{res}, NPV_{ratio} . Независимая переменная k_{res} .

Мировой обзор.

Компанией Шлюмберже были успешно проведены ГРП на пластах с проницаемостью 5–10 мД по технологии азотного ClearFRAC. В базе данных Шлюмберже (i-Find) было найдено около 100 работ, проведенных по данной технологии и на схожих пластах. Верхним пределом по использованию ClearFRAC является проницаемость 10 мД. В основном данная технология успешно применяется для газовых скважин (проницаемость меньше 1 мД) с посаженным пластовым давлением (в основном Канада и США). В 2007–2008 гг. в Западной Сибири были успешно проведены обработки по технологии азотного ГРП с применением как ClearFRAC, так и полимерных жидкостей [2]. Пенные системы показали хорошие результаты для нефтяных скважин средней проницаемости с низким пластовым давлением. В результате, по данным подрядчика,

технология увеличения остаточной проводимости эффективна в резервуарах с проницаемостью от 5 мД на нефтяных либо менее 1 мД – на газовых месторождениях.

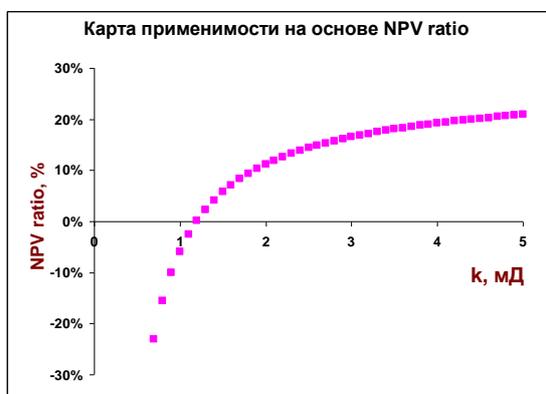


Рис. 1. 1D Карта применимости технологий увеличения остаточной проводимости

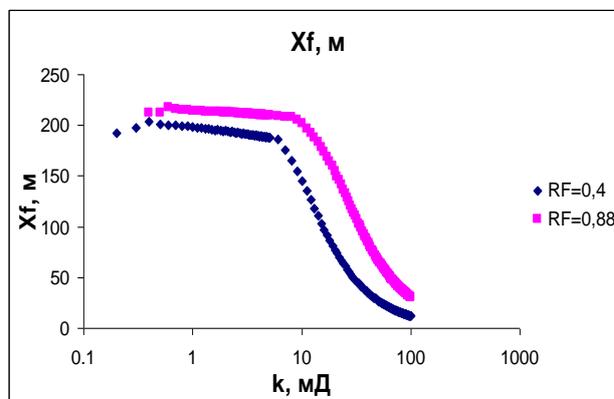


Рис. 2. Оптимальная длина трещины ГРП в зависимости от проницаемости пласта резервуара



Рис. 3. 2D Карта применимости технологий

Выводы.

Для расчета области применения технологий увеличения остаточной проводимости трещины ГРП были предложены 2 алгоритма: оптимальных дизайнов с точки зрения максимизации NPV 1D, а также для произвольного дизайна 2D.

Анализ карт применимости позволяет эффективно подбирать скважины кандидаты, а также оптимизировать длину трещины для достижения максимального экономического эффекта.

Литература

1. M. Economides, Unified Fracture Design.
2. SPE 115558 D. Oussoltsev, I. Fomin, Foam Fracturing: New Stimulation Edge in Western Siberia.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРУГОГО ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
ЗАПАСАМИ****А.В. Максютин**

Научный руководитель профессор А.А. Молчанов

*Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет),
г. Санкт-Петербург, Россия*

В настоящее время более 60 % запасов нефти приурочено к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами. Такие коллектора характеризуются низкой проницаемостью, значительными остаточными запасами, большой глубиной залегания, высокой вязкостью нефти, наличием подгазовых зон, начальными пластовыми давлениями, близкими к давлению насыщения нефти газом и другими особенностями. Следствием ухудшения структуры запасов становится снижение дебитов и значительное обводнение продукции добывающих скважин. На ряде месторождений добыча нефти сопровождается отложением солей, парафинов и гидратов, выносом песка [3]. Поэтому для нефтяных компаний и научно-исследовательских институтов решение задачи по рациональной выработке трудноизвлекаемых запасов нефти становится все более актуальной. Особый интерес представляют методы повышения нефтеизвлечения, обеспечивающие экономически рентабельную эксплуатацию таких месторождений [1, 2].

Наиболее распространенные методы воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и повышения нефтеотдачи, такие как: закачка реагентов, тепловые, физико-химические, волновые, механические и микробиологические; дают определенный положительный эффект, но их эффективность в разных геологических условиях различна и каждая технология имеет определенные ограничения и недостатки. На сегодняшний день важную роль в применении метода интенсификации играет его высокая эффективность, безопасность и экологичность воздействия. Поэтому, возрастает необходимость активного проведения исследований в направлении оценки целесообразности использования и разработки рекомендаций к применению технологий интенсификации на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами с целью повышения нефтеотдачи пластов. Достаточно мало изученным, но перспективным направлением в этой области являются применение виброволновых методов воздействия. Настоящая статья посвящена результатам исследований влияния упругого волнового воздействия с помощью электрогидравлической резонансной аппаратуры для интенсификации притока на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Данная технология разработана на кафедре геофизики Санкт-Петербургского государственного горного института (технического университета) под руководством профессора А. А. Молчанова совместно с научно-производственным центром «ГеоМИР» [4]. Обработка эксплуатационных скважин производится источником, спускаемым в скважину на стандартном трехжильном кабеле с помощью геофизической лебедки каротажного подъемника. По геофизическому кабелю осуществляется питание скважинного источника электрическим током, управление работой глубинного блока и контроль режима работы аппаратуры и параметров обработки скважин. Время обработки и количество импульсов воздействия на пласт определяется мощностью и параметрами продуктивного интервала. Основные технические характеристики аппаратуры:

Глубина обрабатываемых скважин – до 3 км;

Рабочая температура – до 100 °С;

Энергоемкость – 1,5 кДж;

Наружный диаметр – 102 мм;

Длина прибора – 2400 мм;

Напряжение питания – 220 В/50 Гц;

Мощность питания – 300 Вт.

Для проведения воздействия на образцы керна разработан экспериментальный стенд, который представляет собой емкость с моделью обсадной трубы и отсеком кернодержателя с уплотнительной манжетой. Сущность работы заключается в изучении фильтрационных свойств до и после воздействия упругими импульсами в диапазоне частот 0,1–10 Гц аппаратурой электрогидродинамического резонансного воздействия. Фильтрационные исследования были выполнены на установке оценки повреждения пласта FDES–645, которая представляет собой универсальную систему регулирования давления и температуры, включая насосы, клапаны, кернодержатель и датчики давления. Установка позволяет смоделировать и исследовать широкий спектр процессов, которые могут происходить в результате воздействия на пласт различными методами и технологиями.

Исследование проводилось при фильтрации модели нефти и дизельного топлива. Как видно из рис. 1 и 2, прослеживается улучшение фильтрационных свойств после обработки образцов керна 20 – 40 импульсами при различных расходах используемой жидкости. Установлено значительное изменение значений проницаемости при режимах расхода жидкости от 1 до 8 мл/мин. В процессе изучения фильтрации после упругого волнового воздействия на образец керна можно сделать вывод о значительном улучшении проницаемости образцов керна в среднем 60 – 75 %. В одном случае проницаемость керна возросла в 3 раза (рис. 2).

По результатам исследований можно сделать вывод о целесообразности применения упругого волнового воздействия для освоения скважин после бурения и проведения подземного ремонта с целью восстановления проницаемости продуктивного пласта. При изучении процесса фильтрации установлено значительное сокращение времени стабилизации давления образцов после упругого волнового воздействия, в

среднем в 2-4 раза. Поэтому, в промышленных условиях использование данной технологии позволит сократить продолжительность вывода скважин на режим после длительного простоя. Обобщая результаты исследований, можно сделать общий вывод о необходимости продолжения исследований упругого волнового воздействия на модели пласта с увеличением значений интенсивности обработки, а также изучение фильтрации аномальной (неньютоновской) нефти. Значительный интерес представляет исследование влияния технологии упругого волнового воздействия на низкопроницаемые продуктивные пласты для последующей рекомендации по использованию данной технологии на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

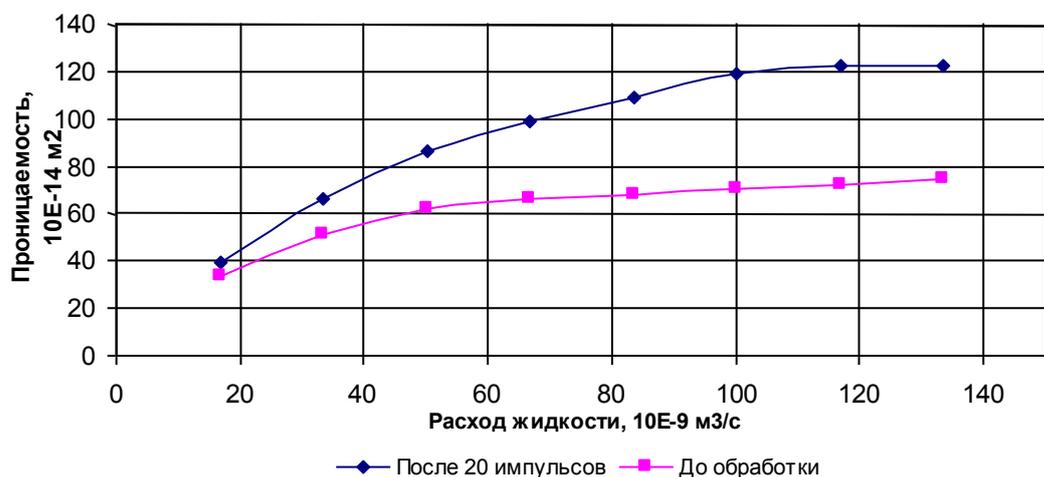


Рис. 1. Зависимость проницаемости от изменения расхода при фильтрации нефти через образец керна ($T = 20$ °С)

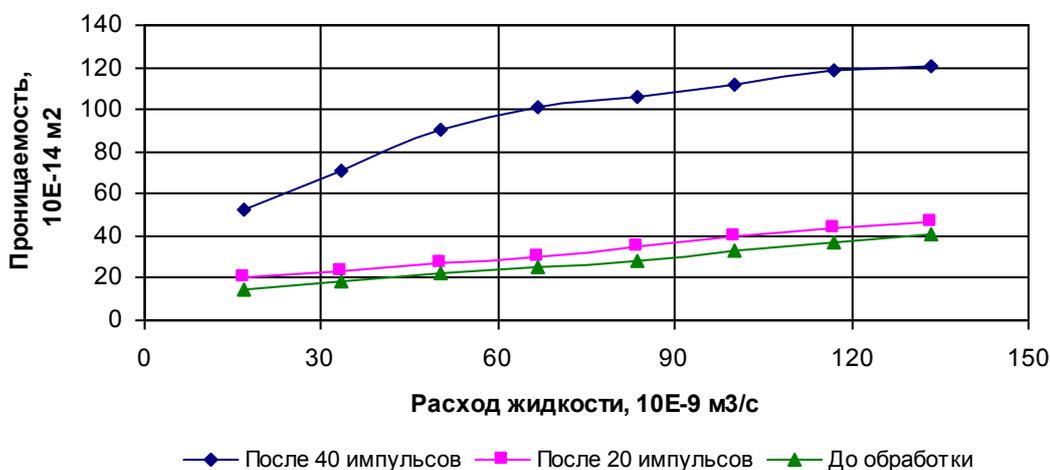


Рис. 2. Зависимость проницаемости от изменения расхода при фильтрации дизельного топлива через образец керна ($T = 20$ °С)

Литература

1. Абызбаев И.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф., Лозив Е.В. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана. – Уфа: Баш. Издательство «Китап», 1994. – 180 с.
2. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292с.
3. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 448 с.
4. Патент 2244106, РФ. Способ интенсификации добычи нефти / Молчанов А. А., Дмитриев Д. Н., Сидора В. В (РФ). – № 123696/03; Заявлено 28.07.2003; Опубл. 10.01.2005, Бюл. №1.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ОДОПСУ–МОРЕ» СЕВЕРНОГО КУПОЛА (САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.Н. Мамаев

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Одопту открыто в 1955 г., разрабатывается с 1957 г. В пробной эксплуатации находилось до 1973 г., в 1974 г. введено в промышленную разработку.

С 1998 г. на северо-восточном шельфе Сахалина ведется разработка месторождения Одопту-море (Северный купол). Месторождение разбуривается с береговых кустов скважинами с большим отходом от вертикали. Основным объектом разработки является XXI₁ пласт, с вовлечением в разработку также XX и XIX пластов [2].

Приняв во внимание проект разработки месторождения Одопту-море, по которому видно, что газовый фактор значительно возрастает с каждым годом, можно заключить, что введение новых технологических средств, имеющих более высокую степень дегазации скважинной продукции положительно скажется на работе всей системы в целом [3].

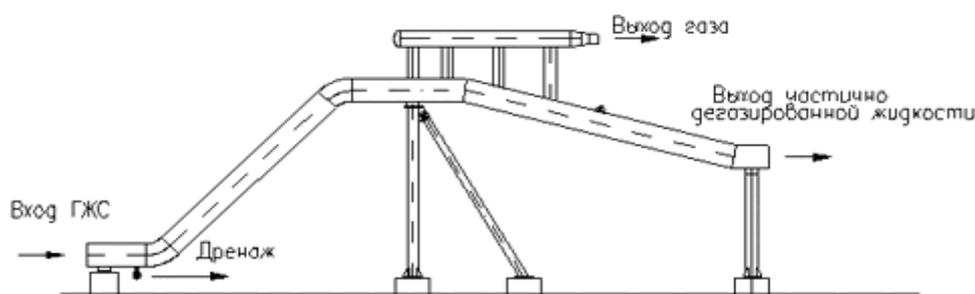


Рис. 1. Общий вид УПОГ

Устройство предварительного отбора газа (УПОГ) (рис. 1) предназначено для расслоения и усреднения потока газожидкостной смеси (ГЖС) за счет увеличения диаметра и уменьшения скорости движения потока. При этой скорости начинают происходить процессы расслоения ГЖС на нефть и воду и «сглаживается» влияние пульсаций давления со сборных коллекторов промыслов. Выделившийся в УПОГ газ собирается вдоль верхней образующей УПОГ и отбирается через газоотводящее устройство. Автоматизация устройства предварительного отбора газа сводится к измерению давления газа в нём и сигнализации верхнего аварийного уровня жидкости в колпаке отбора газа. УПОГ позволяет отобрать до 98 % свободного газа.

После подсчета результатов дегазации газожидкостной смеси с помощью устройства предварительного отбора газа видно, что последующая нагрузка на нефтегазовый сепаратор значительно снижается (рис. 2) [1].

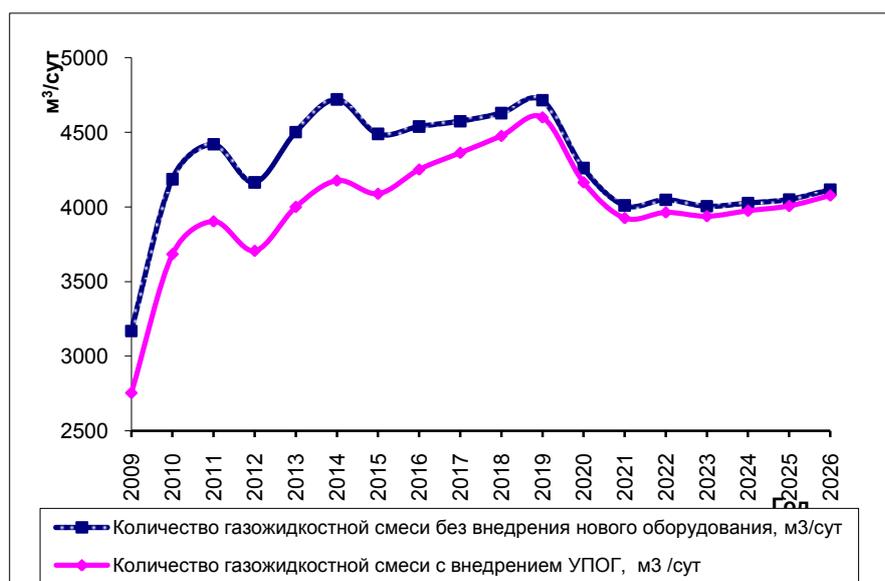


Рис. 2. Результаты расчета количества газожидкостной смеси, поступающей в нефтегазовый сепаратор, до и после внедрения УПОГ

Таким образом, функционально УПОГ, по существу, представляет собой концевой делитель фаз: газовой и жидкой. УПОГ существенно сглаживает пульсации давления в линии и, как следствие, выравнивает нагрузку на нефтегазовый сепаратор во времени, стабилизирует режим его работы и режим работы последующих технологических трубопроводов.

Литература

1. Дуношкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
2. Проект опытно-промышленной эксплуатации Северного купола месторождения Одопу-море. – «СахалинНИПИморнефть». – Оха, 2001 – 212 с.
3. Хлебников П.А. Анализ текущего состояния разработки месторождений ОАО «Роснефть–Сахалинморнефтегаз» и уточнение технико-экономических показателей разработки на период действия лицензии, СахалинНИПИморнефть. – Оха, 2003.

ВЛИЯНИЕ УФ-ОБЛУЧЕНИЯ ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ И ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ВЫХОД И СЕЛЕКТИВНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ

А.С. Медведев¹, М.В. Ерофеев², Э.М. Омаров¹

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

¹Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,

²Институт сильноточной электроники СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время в связи с дефицитом нефтяного сырья проводятся интенсивные работы по разработке высокоэффективных процессов по утилизации и переработке легкого углеводородного и органического сырья: природных и попутных нефтяных газов, газовых конденсатов и низкомолекулярных одноатомных спиртов в низшие олефины, ароматические углеводороды, моторные топлива и другие ценные продукты.

Одним из перспективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов может быть их переработка в низшие олефины, ароматические углеводороды и моторные топлива на цеолитных наноконкомпозитных катализаторах.

Целью настоящей работы является исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитных наноконкомпозитных катализаторах, предварительно обработанных УФ-облучением эксимерными лампами с различными характеристиками.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175–185 °С в течение 2–4 сут. с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. Цеолитные наноконкомпозитные катализаторы были получены механохимическим смешиванием порошков синтезированных цеолитов с наноразмерными частицами металлов меди, железа, цинка, молибдена и других элементов. В экспериментах использовались KгCl-, ХеCl- и ХеВг – коаксильные эксилампы барьерного разряда с длиной волны 222, 286 и 308 нм, разработанные в Институте сильноточной электроники СО РАН. Перед экспериментом цеолитсодержащие катализаторы подвергались предварительной активации с помощью УФ-облучения ХеCl – коаксильной эксилампой в течение 15–45 мин.

Исследования влияния температуры и объемной скорости подачи углеводородного сырья на полученных цеолитных наноконкомпозитных катализаторах позволили нам установить, что с ростом температуры процесса с 375 до 500 °С и объемной скорости подачи углеводородного сырья 1 ч⁻¹ выход высокооктановых бензинов из прямогонной бензиновой фракции н.к. – 180 °С газового конденсата падает с 75 до 65 %, а выход ароматических углеводородов в жидких продуктах реакции увеличивается с 20 до 45 %. Исследования влияния объемной скорости подачи сырья показали, что с увеличением объемной скорости подачи прямогонной бензиновой фракции газового конденсата от 1 до 3 ч⁻¹ при 450 °С в продуктах реакции повышается выход высокооктанового бензина с 65 до 80 %.

Исследования превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных катализаторах, модифицированных наноразмерными частицами металлов, позволило установить, что максимальный выход высокооктановых бензинов составляет 81–85 мас. %, ароматических углеводородов – 35–40 мас. % при 400 °С и 2 ч⁻¹.

Основными углеводородами среди газообразных продуктов превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата являются пропан и бутаны, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья в процессах нефтехимии и газохимии.

Под действием УФ-облучения цеолитного катализатора Н-ЦКЕ, по сравнению с процессом без УФ-обработки, происходит повышение выхода ароматических соединений на 5–7 %, а также октанового числа, выход высокооктанового бензина снижается на 3–5 % (таб.).

Такой характер протекания процесса можно объяснить тем, что низкотемпературное селективное восстановление окисленных форм металлов на цеолите Н-ЦКЕ при низких температурах под действием УФ-излучения, приводит к селективному получению различных низкокоординированных поверхностных ионов

металлов. В дальнейшем в условиях процесса превращения прямогонного бензина эти поверхностные координационно ненасыщенные ионы металлов проявляют различные промежуточные степени окисления и образуют с молекулами реагентов активные поверхностные интермедиаты, что ускоряет протекание каталитических реакций в целом.

Таким образом, проведенные нами исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокompозитных катализаторах показали, что введение в цеолитный катализатор наноразмерных частиц металлов меди, цинка, железа и других элементов.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов переработки прямогонного бензина на катализаторе НЦКЕ-Г при 2ч⁻¹. УФ облучение (KrCl, L = 308 нм 36 Дж) катализатора 20 мин

Наименование	Температура, С							
	350уф	350	375уф	375	400уф	400	425уф	425
Газовая фаза, мас. %	29,39	34,86	43,04	36,81	48,45	42,90	63,23	45,12
Жидкая фаза, мас %	70,61	65,14	59,96	63,19	51,55	57,10	36,77	54,88
Состав газовой фазы, мас. %								
Метан	0,254	0,229	0,500	0,439	0,982	0,811	2,229	1,389
Этан	0,858	0,794	1,407	1,287	2,346	2,009	4,504	3,052
Этилен	0,322	0,268	0,346	0,527	0,525	0,797	0,588	1,135
Пропан	48,266	47,752	53,670	48,084	57,007	49,981	66,220	51,185
Пропилен	0,718	0,661	0,743	1,235	1,071	1,724	0,987	2,345
Изо-бутан	17,818	17,701	16,364	16,335	14,372	15,522	10,705	13,850
Н-бутан	14,877	15,731	13,247	14,355	11,487	13,009	8,285	11,503
Транс-бутен	0,078	0,070	0,100	0,145	0,126	0,194	0,098	0,256
Изо-бутен	0,688	0,716	0,744	1,088	0,890	1,317	0,652	1,601
Изо-пентан	10,115	10,497	8,521	10,490	7,392	9,490	3,882	8,726
Пентан	3,924	3,624	2,608	3,773	2,143	3,063	0,930	2,921
Гексаны	2,082	1,957	1,750	2,243	1,661	2,085	0,918	2,038
Состав жидкой фазы, мас. %								
Арены	20,285	24,051	29,548	26,246	36,725	30,371	46,746	33,291
бензол	1,138	1,322	2,348	1,662	3,950	2,324	6,252	2,916
Изопарафины	38,954	38,694	35,158	37,203	30,665	34,996	24,430	32,399
Нафтены	22,551	20,801	20,762	21,426	20,446	20,477	18,645	20,766
Парафины	16,616	14,606	12,222	13,213	10,141	11,789	7,423	10,964
Олефины	0,966	0,980	1,536	1,221	1,223	1,294	1,448	1,730
Октановое число (ИМ), пункты	93,073	92,303	97,076	94,716	99,169	96,658	102,770	95,492

Также предварительная обработка цеолитных нанокompозитных катализаторов УФ-эксимерной лампой с длинами волн 286 и 308 нм в течение 15–45 мин позволяет значительно увеличить активность и селективность образования высокооктановых моторных топлив, по сравнению с не модифицированными цеолитсодержащими катализаторами.

**ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА
ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ
БЕНЗИНЫ МАРК «ЕВРО-4 И 5»**

А.С. Медведев¹, К.Д. Пистуа², Ю.С. Юргина¹, Э.М. Омаров¹
Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

¹*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,*

²*Ecole Nationale Supérieure des Techniques Avancées, Paris Tech, Франция*

Высококремнеземные цеолиты типа MFI, благодаря своим особенностям химического состава и строения, а также уникальной микропористой структуры, получили широкое применение во многих процессах превращения различных видов углеводородного сырья. Одним из перспективных процессов по утилизации и переработке газовых конденсатов может быть их переработка в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитсодержащих катализаторах, которые отличаются низким содержанием бензола (не более 1–2 %), суммарным содержанием ароматических углеводородов (не более 35–40 %) и серы – не более 0,05 – 0,10 мас. % и которые без дополнительных процессов практически невозможно получать в условиях промышленного процесса каталитического риформинга прямогонных бензинов на полиметаллических (платиновых) катализаторах.

Целью настоящей работы является исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитных нанокompозитных катализаторах.

Высококремнеземные цеолиты авторы получали из щелочных алюмокремнегелей при 175–185 °С в течение 2–4 сут. с использованием органической структурообразующей добавки гексаметилендиамина в качестве темплата. По данным ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа синтезированные цеолиты соответствуют высококремнеземным цеолитам типа MFI (ZSM-5).

Цеолитсодержащие нанокompозитные катализаторы были получены механохимическим смешиванием порошков синтезированных цеолитов с наноразмерными частицами металлов меди, цинка, никеля и других элементов.

Исследования, проведенные авторами, по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на цеолитных нанокompозитных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350–550 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом.

По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – 31 °С, 82 об. % конденсата выкипает при 200 °С и конец кипения – 297 °С, потери и остаток – 10 об. %.

По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к. – 195 °С состоит из 35 % н-алканов, 40 % – изоалканов, 20 % – нафтенов и 4 % – аренов. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к. – 195 °С газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 55 пунктов по ИМ.

На основе проведенных исследований по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на полученных цеолитных нанокompозитных катализаторах установлено, что на чистом железоалюмосиликатном катализаторе Fe-ВКЦ выход высокооктанового бензина из прямогонного бензина газового конденсата при 375 °С и 2 ч⁻¹ составляет 61,00 %, содержание бензола – 1,904 %, суммарное содержание ароматических углеводородов – 28,288 % и октановое число составляет 96,6 21 пункта по ИМ (табл.).

Введение модифицирующих добавок цинка, меди и никеля в количестве 1–3 % в Fe-ВКЦ приводит к повышению выхода жидкой фазы продуктов превращения прямогонных бензинов и максимальный выход составляет 76,57 % на 3 % Cu/Fe-ВКЦ (5), снижается выход бензола и суммарный выход ароматических углеводородов.

Наименьший выход бензола (0,78 %) и ароматических углеводородов (19,15 %) наблюдается также на катализаторе 3 % Cu/Fe-ВКЦ (5), а октановое число составляет 91,376 пунктов по ИМ.

Важно отметить, что даже при максимальной температуре 425 °С выход бензола составляет не более 2 %, а суммарное содержание ароматических углеводородов не превышает 30 %, что позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на всех исследуемых катализаторах.

С ростом температуры процесса с 350 до 425 °С выход высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на всех образцах падает с 70–87 при 350 °С до 50–58 % при 425 °С. Основными углеводородами среди газообразных продуктов превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата являются пропан и бутаны, суммарный выход которых достигает 90–95 %, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии.

Таким образом, проведенные исследования по превращению прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокompозитных катализаторах показали, что введение в цеолитный катализатор наноразмерных частиц металлов меди, цинка, никеля и других элементов

позволяет значительно увеличить селективность образования высокооктановых бензинов по сравнению с не модифицированным цеолитсодержащим катализатором и позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5».

Таблица
Состав продуктов переработки прямогонного бензина на катализаторах: Fe-ВКЦ (1), 1 % Zn/Fe-ВКЦ (2), 3 % Zn/Fe-ВКЦ (3), 1 % Cu/Fe-ВКЦ (4), 3 % Cu/Fe-ВКЦ (5), 1 % Ni/Fe-ВКЦ (6) при 375 °С и 2ч¹

Наименование	Катализатор					
	1	2	3	4	5	6
Газовая фаза, мас. %	39,00	32,19	27,91	30,19	23,43	41,27
Жидкая фаза, мас. %	61,00	67,81	72,09	69,81	76,57	58,73
Состав газовой фазы, мас. %						
Метан	0,448	0,874	1,512	0,349	0,308	0,583
Этан	1,256	1,305	1,758	1,071	0,919	1,640
Этилен	0,456	0,610	0,605	0,661	0,829	0,429
Пропан	48,988	45,682	45,101	48,138	45,981	48,239
Пропилен	1,043	1,443	1,408	1,426	1,698	0,991
Изо-бутан	16,924	15,796	15,236	16,308	15,962	16,594
Н-бутан	14,548	14,334	14,001	14,129	14,320	14,557
Транс-бутен	0,181	0,167	0,152	0,145	0,178	0,016
Изо-бутен	0,857	1,228	1,183	1,118	1,289	0,712
Изо-пентан	10,001	11,473	11,735	10,372	11,226	10,662
Пентан	3,303	4,578	4,780	4,026	4,699	3,585
Гексаны	1,996	2,509	2,531	2,257	2,591	1,992
Состав жидкой фазы, мас. %						
Арены	28,288	23,556	21,934	23,259	19,150	29,961
бензол	1,904	1,330	1,221	1,311	0,780	1,996
Изопарафины	36,360	37,846	37,763	38,793	38,947	35,586
Нафтены	20,063	21,860	21,592	21,463	23,491	19,665
Парафины	13,042	15,145	16,699	15,070	16,797	12,284
Олефины	1,000	1,165	1,062	1,105	1,067	1,109
Октановое число (ИМ), пункты	96,621	92,903	92,869	93,626	91,376	94,910

ПРОЕКТ «ИСПЫТАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ КОМПОНОВОК ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ 2-Х ОБЪЕКТОВ»

Д.А. Нижевич, А.П. Сметанников

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.И. Никишов
Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Восточной нефтяной компании, г. Томск, Россия

На сегодняшний день при эксплуатации многопластовых месторождений с целью сокращения капитальных вложений на бурение скважин, а также эксплуатационных расходов и срока освоения месторождения идут на укрупнение эксплуатационных объектов путем дострела новых пластов на существующих скважинах, либо проводят переход на вышележащий объект при неполной выработке текущего. При этом, как правило, не удается достигнуть заданного коэффициента извлечения нефти (КИН). На таких месторождениях имеется необходимость в массовом применении технологий для одновременной эксплуатации двух объектов.

Об актуальности задачи свидетельствует тот факт, что применение компоновок ОРД ведет к:

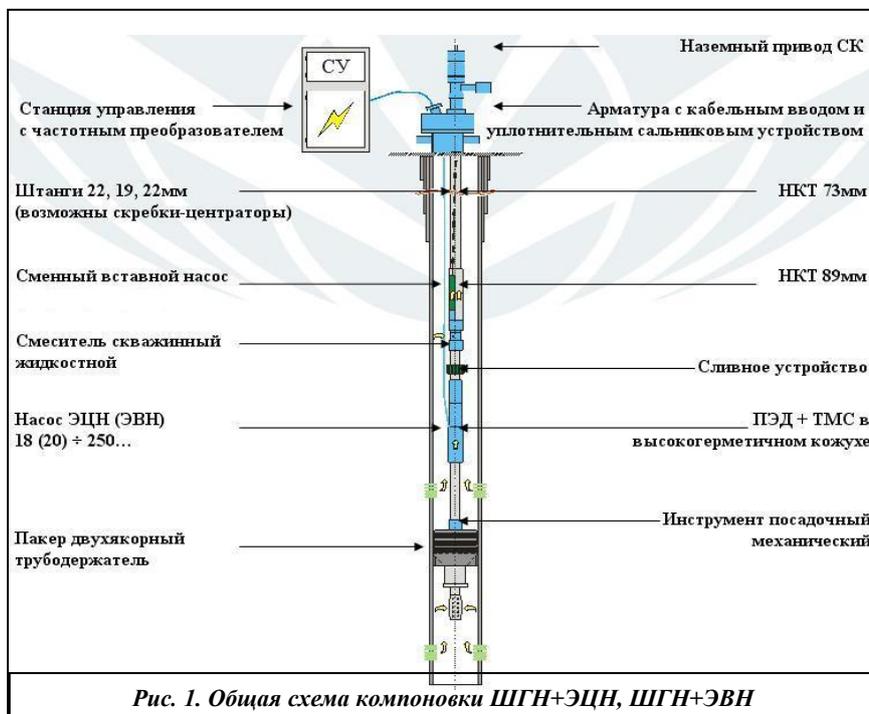
- сокращения капитальных затрат на бурение и обустройство;
- увеличения нефтеотдачи и темпа отбора жидкости;
- вовлечения в разработку невыработанных запасов транзитной сеткой скважин;
- сокращения времени на разработку многопластовых месторождений;
- увеличения NPV проекта разработки месторождения.

В 2009 г. в ОАО «НК Роснефть» в рамках Системы новых технологий запущен проект «Испытание и внедрение компоновок для совместной разработки 2-х объектов». В рамках данного проекта испытания технологий ОРД будут проводиться в ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Удмуртнефть» и ОАО «Томскнефть».

Целью нашей работы является оценка целесообразности внедрения предлагаемой технологии на месторождениях Компании.

В мировой практике разработка многопластовых месторождений осуществляется с использованием многопакерных систем со встроенными датчиками расхода жидкости, температуры, давления (индивидуальные заканчивания скважин). Стоимость данных технологий довольно высокая, что ограничивает область их применения по экономическим критериям.

Российскими производителями предлагаются технологии, использующие в основном различные сочетания двух насосов и пакерных систем, позволяющие производить раздельный учет продукции эксплуатируемых объектов.



В результате проведенного нами анализа отечественного и мирового опыта применения технологий ОРД, включающем технологические, экономические, организационные и другие критерии, для испытаний были выбраны три технологии отечественных производителей.

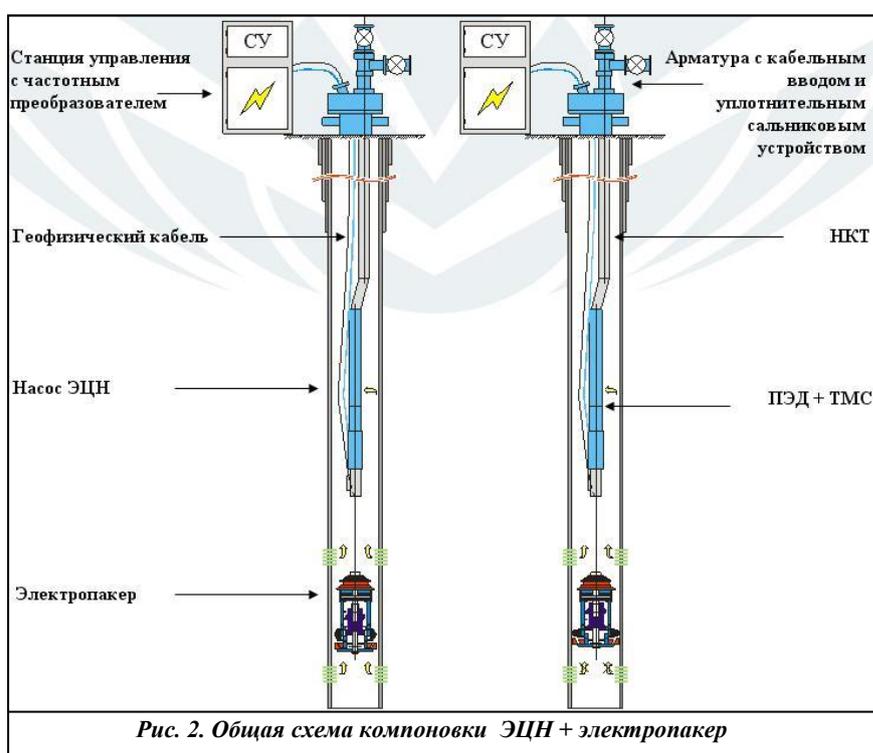
По геологическим и технологическим причинам в ОАО «Удмуртнефть» будут проводиться испытания однолифтовых компоновок ОРД по схеме ШГН + УЭЦН и ШГН + УЭВН. Основными причинами выбора

данных схем стало наличие большого фонда ШГН в ОАО «Удмуртнефть», а также перспективность применения винтовых насосов в условиях вязких нефтей месторождений Удмуртии.

Общая схема установки, предложенная нами, показана на рис. 1. Установка состоит из пакера, разделяющего пласты, ЭЦН или ЭВН, ПЭД, помещенного в кожух специальной конструкции, опрессованного на 150 атм. и замыкающегося на входном узле центробежного насоса, вставного штангового насоса и жидкостного смесителя. Силовой кабель герметично выведен через измененный входной узел насоса.

Установка работает следующим образом: продукция нижнего пласта поступает через хвостовик в кожух, а из него через входной узел в центробежный насос, из которого попадает в смеситель скважинной жидкостной, где смешивается с продукцией верхнего пласта, нагнетаемой штанговым насосом, вход которого через боковой клапан сообщен с межтрубным пространством. Далее продукция пластов, смешиваясь, поднимаются по колонне НКТ (рис. 1).

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ОАО «Томскнефть» будут проводиться испытания однолифтовой компоновки УЭЦН + электропакер. Общая схема установки показана на рис. 2. Система состоит из ЭЦН, ПЭД, станции управления с частотным преобразователем, электропакера, подвешенного на геофизическом грузонесущем кабеле с глубинным манометром; также возможна установка многофазного универсального расходомера.



Установка работает следующим образом: отбор жидкости с нижнего и верхнего горизонта производится одновременно при распаковании электропакера.

Для раздельного учета дебита по объектам разработки, электропакер запакеровывается, отсекая нижний горизонт. При этом снижается частота УЭЦН до значения, сохраняющего забойное давление верхнего пласта на прежнем уровне.

Суммарный дебит пластов для данной компоновки ограничен лишь производительностью УЭЦН, однако для обеспечения стабильной работы насоса во время замера, дебит верхнего объекта должен быть не менее 60 % общего дебита. Контроль забойного давления нижнего объекта производится по датчику давления под электропакером в режиме реального времени. Контроль забойного давления и температуры верхнего горизонта производится с помощью телесистемы «Электрон» в режиме реального времени.

Данная компоновка ранее не применялась в нефтедобыче, однако, существует значительный опыт применения электропакера для опрессовок эксплуатационных колонн (более 15 000 операций).

Все предлагаемые к испытанию технологии имеют следующие ограничения к применению:

- наружный диаметр эксплуатационной колонны не менее 146 мм;
- наличие в скважине не менее двух объектов разработки различными эксплуатационными параметрами (забойное давление, дебит);
- герметичность эксплуатационной колонны;
- отсутствие заколонной гидродинамической связи между объектами;
- расстояние между объектами не менее трех метров;

- набор кривизны не более 2° на 10 м;
- отсутствие в эксплуатационной колонне скважины сужений по внутреннему диаметру в виде цементных корок, пакеров, «летучек» и проч. в интервале предполагаемого спуска подземной части установки.
- отсутствие в эксплуатационной колонне эллипсности, каверн и т. д.

Для оценки состояния эксплуатационной колонны и цементного камня, а также корректного подбора ГНО перед внедрением компоновок ОРД на скважинах-кандидатах планируется провести комплекс геофизических исследований, включающий в себя гамма-каротаж, локатор муфт, углерод-кислородный каротаж (СО), отбивку забоя, ОТСЭК, АКЦ, запись профиля притока, запись КВД, замер пластового давления с эпоррами.

По результатам испытаний, на основании достижения критериев технологической успешности, подсчета дополнительной добычи и экономического эффекта будет сделан вывод о целесообразности массового внедрения данных компоновок на месторождениях Компании. Также планируется разработать методические указания по работе со скважинами, оборудованными системами мониторинга пласта в реальном времени, и ОРД и составить матрицу применимости технологий ОРД.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЗБС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

О.Т. Осмоналиева

Научный руководитель заведующий отделом П.В. Молодых
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Сегодня, большинство нефтяных месторождений находятся в поздней стадии разработки. Поэтому качественный мониторинг процесса разработки месторождения, включающий сбор и хранение геолого-промысловых данных, анализ процессов разработки месторождения, является важнейшим этапом для планирования геолого-технологических мероприятий, например ЗБС, с целью стабилизации добычи и увеличения коэффициента извлечения нефти.

Почти на любом месторождении такого типа, существуют локальные скопления запасов нефти благодаря неоднородности свойств коллектора, которые не могут быть извлечены с помощью существующих скважин. Бурение резок боковых стволов позволяет увеличить уровни добычи и улучшить конечный коэффициент извлечения нефти по месторождению.

Целью данной работы является разработка комплексного подхода, который будет базироваться на различных данных и позволит проводить более надежное планирование ЗБС, так как гидродинамическое моделирование не всегда дает удовлетворительные результаты.

Восточно-Вахское месторождение находится в поздней стадии разработки. Поэтому техническое состояние большинства нагнетательных и добывающих скважин не удовлетворяет существующим требованиям эксплуатации. Таким образом, промыслово-геофизические исследования (ПГИ) являются частью программы планирования ГТМ, в частности ЗБС, так позволяют зафиксировать различные проблемы на скважинах, такие как заколонные перетоки и негерметичность эксплуатационной колонны, и понять причину обводнения скважин.

На выбранном участке месторождения ПГИ были проведены для 37 добывающих скважин и 14 нагнетательных, которые были проанализированы и получены следующие результаты: герметичная эксплуатационная колонна – 24 добывающих скважин и 10 нагнетательных, негерметичная эксплуатационная колонна – 13 добывающих и 4 нагнетательных.

Далее, данные ПГИ были сопоставлены с параметрами работы скважин для уточнения источника обводнения скважин. Данные о негерметичности эксплуатационных колонн нагнетательных скважин были использованы для регулирования профиля приемистости в процессе гидродинамического моделирования.

На втором этапе работы был проведен анализ параметров работы скважин (данные по добыче), построены диагностические графики зависимости водонефтяного фактора и его производной от времени для определения причин обводнения скважин.

Технология, предложенная К.С. Ченом, является наиболее информативной и более надежной в процессе определения причин обводнения скважин. Согласно исследованиям К. С. Чена, производная водонефтяного фактора от времени может показать различие между механизмами обводнения скважин: конусообразованием, наличием высокопроницаемых каналов и наличием технических неисправностей на скважине [2].

Таким образом, на основе методологии Чена были проанализированы 37 добывающих скважин с ПГИ на выбранном участке месторождения. Для каждой скважины были построены и проанализированы логарифмические графики зависимости ВНФ и производной ВНФ от времени. В результате проведенной работы были получены несколько видов кривой зависимости ВНФ и производной ВНФ от времени, что было сопоставлено с возможными механизмами обводнения скважин. После подробного изучения графиков Чена все добывающие скважины могут быть подразделены на две группы с герметичной эксплуатационной колонной и негерметичной эксплуатационной колонной. В добавлении, преимуществом данной методики является подтверждение полученных результатов проведенными ПГИ.

Следующая стадия анализа заключалась в применении разработанной методики для скважин без промыслово-геофизических исследований. В ходе этого этапа работы были выбраны скважины, для которых не проводились ПГИ. Положительный результат был получен для 10 скважин: согласно полученным зависимостям ВНФ и его производной от времени 3 скважины имеют негерметичную эксплуатационную колонну, для

остальных характерна герметичность эксплуатационной колонны, обводнение наступает вследствие каналообразования.

Таким образом, совместно проанализированные ПГИ и диагностические графики позволили понять причину обводненности скважин, для которых не проводили промыслово-геофизические исследования. Важной чертой разработанного подхода является то, что он может быть использован в качестве одновременно экспрессного и надежного метода определения причин обводненности.

Индикаторные исследования были проведены для трех нагнетательных скважин. Согласно ПГИ и анализу графиков Чена, добывающие скважины, в которых был зафиксирован индикатор, могут быть разделены на две группы – с герметичной и негерметичной эксплуатационной колонной. Таким образом, мы можем понять, насколько точно и правильно была оценена концентрация индикатора, извлеченного из той или иной добывающей скважине.

Гидродинамическая модель была построена на основе геологической секторной модели, вырезанной из полной модели Восточно-Вахского месторождения.

На первом этапе ПГИ были учтены в модели путем изменения приемистости нагнетательных скважин с негерметичной эксплуатационной колонной и применение контроля по нефти для добывающих скважин с негерметичной эксплуатационной колонной. Следующий этап работы заключался в интеграции данных индикаторных исследований в гидродинамическую модель.

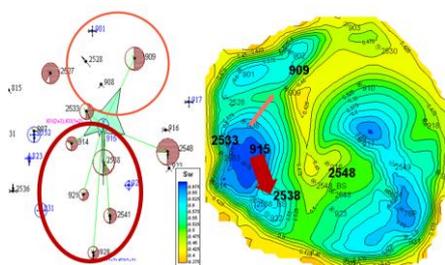


Рис. 1. Основные направления распространения индикатора и карта водонасыщенности

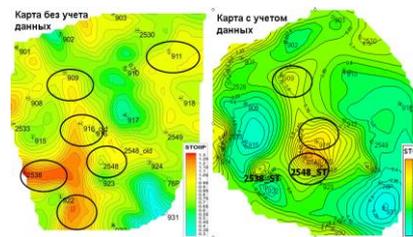


Рис. 2. Карты остаточных запасов

Как видно из рис. 1 основное влияние нагнетательной скважины № 915 направлено к скважине № 2538. Согласно индикаторным исследованиям, между этими скважинами наблюдается основная гидродинамическая связь. Второй по мощности поток нагнетаемой воды направлен к скважине № 909, что также подтверждается индикаторными исследованиями. Таким образом, индикаторные исследования могут быть интегрированы в модель путем моделирования высокопроницаемых каналов и зон наибольшего влияния от нагнетательных скважин.

Результатом гидродинамического моделирования является построение карты остаточных запасов, которая была сопоставлена с такой же картой, но построенной без учета всего комплекса данных.

На основе полученных карт были выделены 6 потенциальных зон остаточных запасов для проведения ЗБС при моделировании без учета комплекса данных (ПГИ, индикаторные исследования, данные по добыче), и три потенциальные зоны при моделировании с учетом данных.

Завершающий этап работы заключался в сравнении ЗБС, которые были проведены для анализируемого участка месторождения, с данными гидродинамического моделирования. Две зарезки были сделаны и их параметры представлены в табл.

Результаты проведенных ЗБС

Таблица

2538_ST			2548_ST		
Q ж-ти, м ³ /сут	Q нефти, т/сут.	Обводненность, %	Q ж-ти, м ³ /сут.	Q нефти, т/сут.	Обводненность, %
82	4	94	93	53	32

Согласно карте, изображенной на рис. 2, проведенные ЗБС должны обеспечить удовлетворительный дебит нефти. Но фактически, зарезка 2538 не дала положительных результатов, а именно наблюдались высокая обводненность и низкий дебит нефти (табл.). Причину этого можно понять, если рассмотреть карту, которая была построена с учетом ПГИ и индикаторных исследований. Как указывалось ранее, между данной нагнетательной скважиной 2538 существует основная гидродинамическая связь. Соответственно, в области дренирования этой скважины нет остаточных запасов.

Обобщая все вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

1. Методика определения причин обводненности скважин была разработана и успешно применена для скважин без ПГИ

2. Адекватная гидродинамическая модель построена на основе интегрирования данных ПГИ и индикаторных исследований
3. Скважины-кандидаты для ЗБС рекомендованы на основе анализа карты остаточных запасов
4. Полученные результаты подтверждены существующими ЗБС.

Литература

1. Brigham, W.E., Abbaszadeh-Dehghani, M.: "Tracer Testing for Reservoir Description", SPE 14102, Distinguished Author Series, Journal of Petroleum Technology, May 1987.
2. Chan K.S.: "Water control diagnostic plots" SPE 30775.
3. H. Cubillos, M. Lamela.: "Best Practice and Case Study of Interwell Tracer Program Designs", SPE 103891.
4. Patrick W. von Pattay, Jeff Hamer, Ralf Staffer.: "Unlocking the Potential of Mature Fields – An Innovative Filtering and Analysis Approach to Identify Sidetracking Candidates in Mature Water Flooded Fields", SPE 110927.
5. Yannis C. Yortsos.: "Analysis and Interpretation of the Water-Oil Ratio in Waterfloods", SPE 38869.

ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ БАШКИРСКОГО ЯРУСА В ДИНАМИКЕ ПРИ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ

М.А. Петров

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

Казанский государственный университет, им. В.И. Ульянова – Ленина, г. Казань, Россия

Практика проведения работ по стимуляции притока нефти из карбонатного пласта путем солянокислотной обработки (СКО) призабойной зоны пласта (ПЗП) показывает, что вероятность успешной обработки в целом по отрасли составляет 50%, и решающее влияние на эффективность обработки оказывают многочисленные факторы, среди которых можно выделить основные:

Геологическая особенность месторождения (пористость и проницаемость коллекторов, физико-химические свойства нефтей, нефтенасыщенность, доля коллекторов в разрезе, толщина пласта, литология и т. д.).

Вид солянокислотных обработок (обычная СКО, термокислотная, пенокислотная и т. д.).

Технологические параметры СКО (концентрация кислоты, объем кислоты, давление закачки, скорость закачки и т. д.).

Технологические показатели работы скважин и месторождений (обводненность продукции, текущее пластовое давление, кратность проведения СКО и т. д.) [1].

Нами в лаборатории «Моделирования физико-химических процессов в пласте» ОАО «НИИнефтепромхим» с целью изучения солянокислотного воздействия на коллекторы башкирского яруса Аканского месторождения и определения оптимальной технологии СКО был проведен специальный комплекс лабораторных исследований по изучению изменения фильтрационно-емкостных и физико-химических свойств карбонатных пород при обработке их различными солянокислотными системами. Опыты проводились на естественном карбонатном керновом материале Аканского нефтяного месторождения.

Аканское нефтяное месторождение расположено на территории Октябрьского района Татарстана и в тектоническом отношении приурочено к внутренней бортовой зоне Усть-Черемшанского прогиба. Месторождение по характеру геологического строения и емкостно-фильтрационным свойствам относится к очень сложным. Выявлены четыре залежи нефти в верейских, башкирских отложениях среднего карбона и в тульских и бобриковских отложениях нижнего карбона. Плотность нефти в пластовых условиях 0,921 г/см³, вязкость 274,5 мПа·с [2].

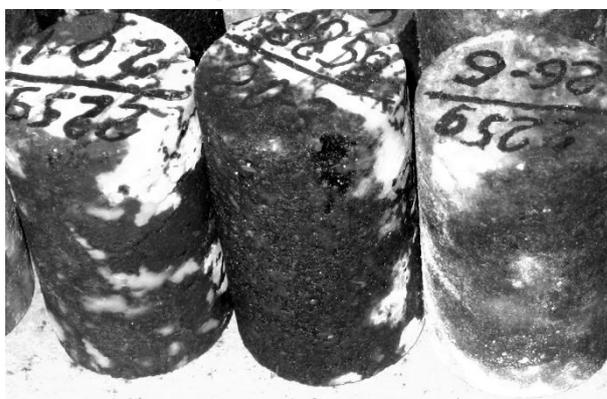


Рис. 1. Образцы керна, отобранного из отложений башкирского яруса с Аканского месторождения нефти

Исследуемый керн был отобран из отложений башкирского яруса. В башкирском ярусе распространение проницаемых прослоев по толщине и площади не имеет какой-либо закономерности. В пределах пройденного интервала отбора керна разрез сложен известняками, преимущественно биокластово-зоогенными с широко развитым выщелачиванием, формирующим равномерно развитую кавернозность образцов (рис. 1).

В разрезе башкирского яруса выделяются три продуктивных пласта. Все пласты неоднородны по литологическому составу, коллекторским свойствам и неравномерно нефтенасыщенны (рис. 2).

Кроме минералогического состава пород продуктивных отложений на эффективность воздействия соляной кислотой большое влияние оказывает тип коллектора. Для башкирского яруса

характерен порово-каверново-трещинный тип коллектора.



Рис. 2. Образцы ядра, отобранного из отложений башкирского яруса с Аканского месторождения нефти

- соляная кислота 1 5% (СК);
- соляная кислота 15 % с добавкой СНПХ-8903А (СК+);
- другие солянокислотные составы (др.).

Результаты экспериментов сведены в табл. Из табл. видно, что проницаемость (K_0) варьируется в широких пределах: от 0,00039–0,88 мкм² и до бесконечности (прорыв воды через образец). Данный факт обусловлен большой неоднородностью изучаемых образцов и наличием кавернозности и трещиноватости.

Поскольку коллектор обусловлен наличием пор, каверн и трещин, то солянокислотный состав будет фильтроваться по кавернам и трещинам, практически не прорабатывая матрицу породы. Поэтому во многих образцах при СКО получался прорыв состава. В таблице приведены значения результативности обработки образцов. Данный параметр показывает отношение значения проницаемости образца после СКО к начальному значению проницаемости.

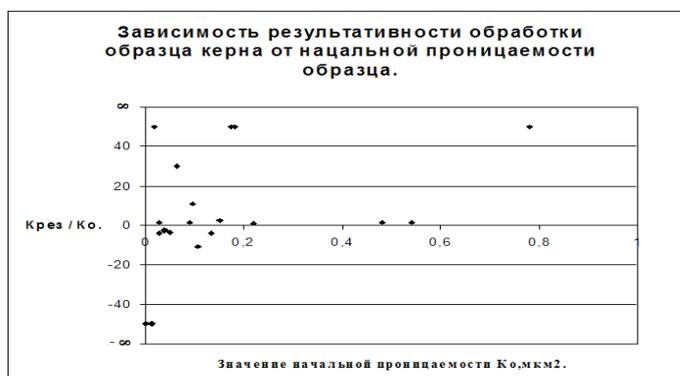


Рис. 3. График результативности СКО на образцах

Выявлена закономерность, что при обработке образца со значением проницаемости ниже 0,06 мкм² солянокислотной системой, результативность обработки становится отрицательной (рис. 3).

Таким образом, по результатам проведенного комплекса исследований изменения фильтрационно-емкостных и физико-химических свойств пород-коллекторов при взаимодействии с солянокислотными системами можно сделать следующие выводы:

Поскольку фильтрация флюида в образце происходила в основном за счет каверн и трещин, а не за счет матрицы породы, то пористость образцов изменилась незначительно и в среднем увеличилась на 1–1,5 %.

Анализ результирующей проницаемости после СКО образцов показывает, что процент успешности СКО резко снижается при проницаемости ниже 0,06 мкм². Исключение составляют образцы, где произошел прорыв системы по системе трещин, которая до начала обработки не являлась сквозной для данного образца.

Из-за наличия систем трещиноватой проводимости флюидов в отложениях башкирского яруса Аканского месторождения технологически необходимо перед закачкой солянокислотной системы применение

При воздействии на порово-каверново-трещинный коллектор кислота преимущественно проникает и нейтрализуется на поверхности трещин, не изменяя фильтрационно-емкостных свойств матрицы породы, что существенно сказывается на эффективности СКО.

Методика проведения эксперимента заключалась в следующем. Отобранные образцы ядра экстрагировались и высушивались до постоянной массы. На подготовленных образцах замерялась проницаемость по модели пластовой воды (K_0), пористость (по объему закачанной в образец воды). Затем при закачке нефти по объему вытесненной воды определялось количество остаточной воды и нефтенасыщенность образца. Вслед за нефтью через образец прокачивали солянокислотный состав. После контакта и выдержки на реакцию осуществлялся замер получившейся проницаемости по модели пластовой воды ($K_{рез}$). По ходу опытов испытывались различные солянокислотные составы:

вязких систем для временного снижения трещинной проницаемости обрабатываемого объекта. Данное мероприятие направлено на увеличение проникновения солянокислотного состава в матрицу породы.

Таблица

Результаты проведенных экспериментов

№ скважины	Скважина	К проницаемости скважины, мкм^2 (по воде)	Объем кернодержателя, см^3	Объем воды, вытесненной нефтью, см^3	Нефтенасыщенность, д.ед.	№ композиции	Закачено композиции, см^3	Время закачки, мин	Выдержка, мин	Изменение гидропроводности, (Крез./Кс)	Результат
31-3	2106	0,15	9,8	7,4	0,75	др.	3,7	24	180	+2,6	+
13-2	2106	0,18	8,78	7	0,79	СК+	3,5	20	-	прорыв	+
3-3	2116	0,48	8,6	5,1	0,59	др.	3	2	-	прорыв	+
9-1	2116	0,064	7,6	5,7	0,74	др.	3,5	45	-	+30	+
3-1	2116	0,75	8,58	5,1	0,59	др.	1,2	2	-	прорыв	+
15-1	2116	0,00039	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16-2	2116	0,0137	8,1	7,4	0,91	др.	-	-	-	-	-
6-1	2116	0,011	7,26	-	-	-	-	-	-	-	-
7-3	2116	0,105	9,13	6,2	0,68	др.	4,5	70	90	-11	-
4-3	2116	0,096	5,88	3,8	0,64	др.	3,5	2	-	+10,7	+
10-1	2116	0,027	8,28	5,2	0,51	др.	4	4,5	90	+1,5	+
10-2	2116	0,09	6,05	3,1	0,51	др.	2	60	120	+1,42	+
4-1	2116	0,028	6,4	3,4	0,53	др.	2,5	150	120	-4	-
4-2	2116	0,09	6,05	3,1	0,51	др.	2	60	120	+1,4	+
18-3	2106	0,038	6,01	3,4	0,56	др.	2	150	60	-2,8	-
10-2	2106	0,039	4,9	3	0,61	др.	2,5	120	60	-2,2	-
43-1	2106	0,88	8	5	0,62	др.	8	80	-	прорыв	+
15-2	2106	0,78	7,5	4,9	0,65	СК+	10	60	-	прорыв	+
43-1	2106	0,3	7,1	4,1	0,57	СК	7	45	-	прорыв	+
9-3	2106	0,5	4,8	4,0	0,83	СК	3,5	30	-	прорыв	+
15-3	2106	0,36	5,7	4	0,70	СК+	4	30	-	прорыв	+
15-1	2106	0,78	4,47	3,5	0,78	др.	4	20	180	-1,79	-
20-1	2106	0,48	8	7	0,85	др.	3	30	180	+1,52	+
12-1	2106	0,07	7,1	-	-	-	-	-	-	-	-
3-1	2106	0,017	6,75	4	0,59	др.	1	60	-	прорыв	+
29-2	2106	0,55	7	5,5	0,78	СК	3	30	-	прорыв	+
36-1	2106	0,54	6,5	5	0,76	др.	3,5	40	-	прорыв	+
31-1	2106	0,54	7,5	6	0,8	СК	4	50	180	+1,3	+
31-2	2106	0,25	7	5	0,71	СК+	4	-	-	прорыв	+
25-2	2106	0,5	7	5,2	0,74	др.	3	30	180	б/изм	-
40-2	2106	∞									
40-1	2106	∞									
25-3	2106	0,219	7,5	5,5	0,73	СК+	4	50	150	+1,26	+
12-1	2106	0,174	10,0	6,2	0,62	СК	3,5	60	-	прорыв	+
13-3	2106	0,134	8,6	6,2	0,72	др.	3	60	150	-4	-
9-2	2116	0,049	7,5	6	0,86	др.	3,5	60	180	-3,5	-
9-4	2116	0,012	7,24	4,6	0,63	др.	1	150	-	-	-
9-3	2116	0,076	7,85	6,9	0,87	др.	3,5	5	-	прорыв	+

Литература

1. Кулинов В.И., Сучков М.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1994. – 240 с.
2. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. / Под редакцией Р.Х. Муслимова. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – том 2. – 524 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРИОДА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ПРИ ИХ ИССЛЕДОВАНИИ

И.Н. Пономарева, С.В. Мильчаков

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Продолжительность периода восстановления давления в добывающих скважинах в процессе снятия кривых восстановления давления (КВД) зависит от пьезопроводности пласта и может достигать десяти и более суток. При длительных исследованиях на процесс восстановления давления могут оказывать влияние различные факторы, искажающие форму КВД, что снижает качество получаемых данных и результатов их обработки. Длительные исследования скважин ведут также к заметным потерям в текущей добыче нефти. В качестве примера на рис. 1 приведена КВД скв. 314 Сибирского месторождения: исследования проводились в течение 20-

ти сут., потери добычи в связи с простоем скважины составили около 80 т нефти. В последний период явно недвосстановленное давление значительно снизилось, что может быть связано с влиянием на исследуемую скважину изменений в работе других скважин – добывающих или нагнетательных.

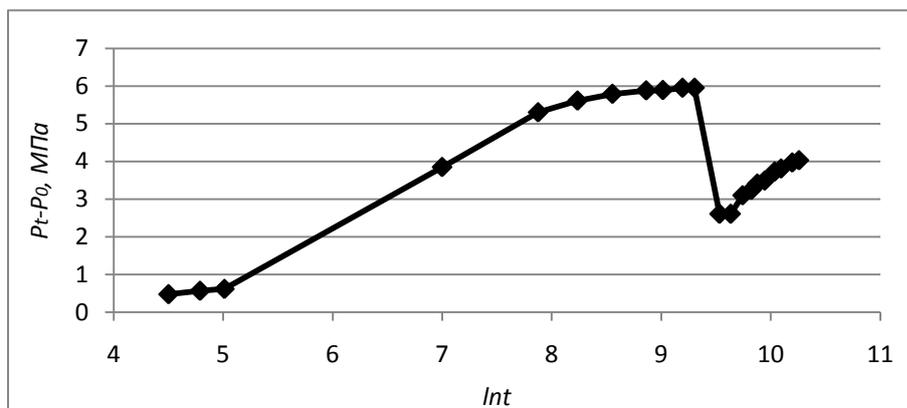


Рис. 1. КВД скважины 314 Сибирского месторождения

Для определения возможности снижения времени исследований нами проведена оценка КВД 40 скважин двух нефтяных месторождений севера Пермского Прикамья, территориально приуроченных к Верхнекамскому месторождению калийных солей: Уньвинского и Сибирского (объекты разработки в терригенных отложениях бобриковского горизонта). КВД сняты по технологии, позволяющей получить практически полное восстановление давления. Выполненный анализ полученных при исследовании каждой скважины данных включает:

1. Построение аппроксимированной КВД для всего периода исследований (период $T_{полн}$).
2. Определение по этой КВД пластового давления ($P_{пл}$) и проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узн}$).
3. Построение аппроксимированных КВД по данным, полученным за неполные (сокращенные до $0,5T_{полн}$) периоды исследований, путем последовательного отбрасывания последних точек на полной КВД.
4. Определение для каждой КВД (п. 3) $P_{пл}$ и $k_{узн}$.
5. Определение минимальной (достаточной) продолжительности периода ($T_{дост}$) исследований, при которой полученные значения $P_{пл}$ и $k_{узн}$ отличаются от значений этих параметров для полной КВД не более, чем на 5 % (для $P_{пл}$) и 7,5 % (для $k_{узн}$).

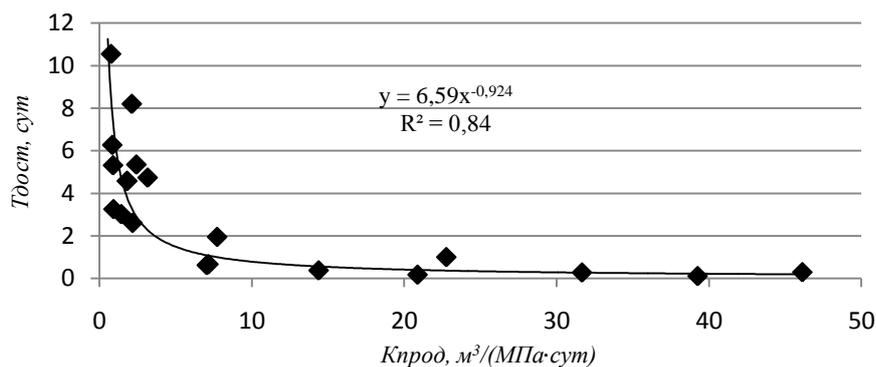


Рис. 2. Зависимость достаточного времени восстановления давления от коэффициента продуктивности (Сибирское месторождение)

По результатам, полученным при обработке, нами определены зависимости $T_{полн}$ и $T_{дост}$ проведения исследований при снятии КВД от коэффициентов продуктивности скважин:

а) для Уньвинского месторождения:

$$T_{полн} = 8,16 \cdot K_{прод}^{-0,316}, \quad (1)$$

$$T_{дост} = 6,67 \cdot K_{прод}^{-0,342}. \quad (2)$$

а) для Сибирского месторождения:

$$T_{полн} = 8,88 \cdot K_{прод}^{-0,923}, \quad (3)$$

$$T_{дост} = 6,59 \cdot K_{прод}^{-0,924}. \quad (4)$$

В качестве примера на рис. 2 приведена зависимость $T_{дост}$ от коэффициента продуктивности для скважин Сибирского месторождения.

По результатам обработки нам удалось построить диаграммы (рис. 3 и 4), на которых показана разница между периодами $T_{полн}$ и $T_{дост}$ для указанных скважин.

Из приведенных данных следует, что сокращение времени исследования скважин возможно и экономически может быть эффективно за счет снижения потерь текущей добычи нефти.

Снижение потерь в текущей добыче при уменьшении времени гидродинамических исследований скважин составит для Уньвинского месторождения 450 т, для Сибирского 185 т. Среднее значение дополнительной прибыли в расчете на одно исследование для одной скважины составит около 25 тыс. руб. в год (с учетом ценовых показателей 1-го квартала 2009 г.).

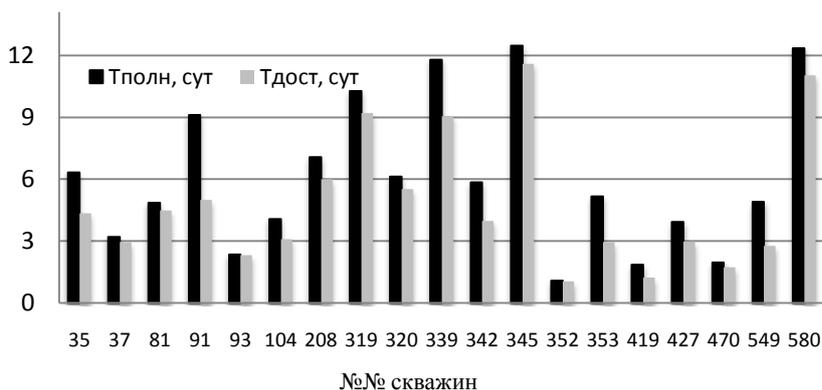


Рис. 3. Сравнение $T_{полн}$ и $T_{дост}$ (Уньвинское месторождение)

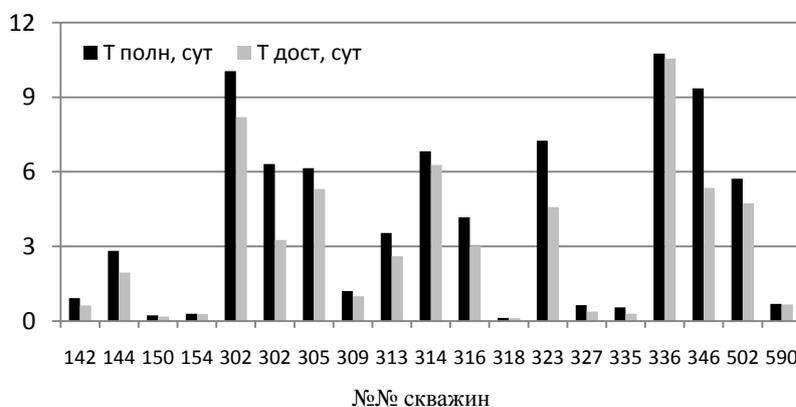


Рис. 4. Сравнение $T_{полн}$ и $T_{дост}$ (Сибирское месторождение)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

В.В. Поплыгин

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В Пермском Прикамье более половины запасов нефти приходится на карбонатные продуктивные пласты. Из общего числа карбонатных залежей более 90 % по величине начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти относятся к мелким, эти залежи содержат 61 % НИЗ всех месторождений с карбонатными коллекторами. Вопросы эффективной разработки таких залежей и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов относятся к наиболее актуальным.

Карбонатные залежи в Пермском Прикамье отличаются глубинами, пластовыми давлениями и температурами, газонасыщенностью нефтей, коллекторскими свойствами пластов. Для значительной части залежей с повышенной и высокой вязкостью пластовой нефти происходит отставание выработки извлекаемых запасов нефти от обводнения продукции добывающих скважин (рис.).

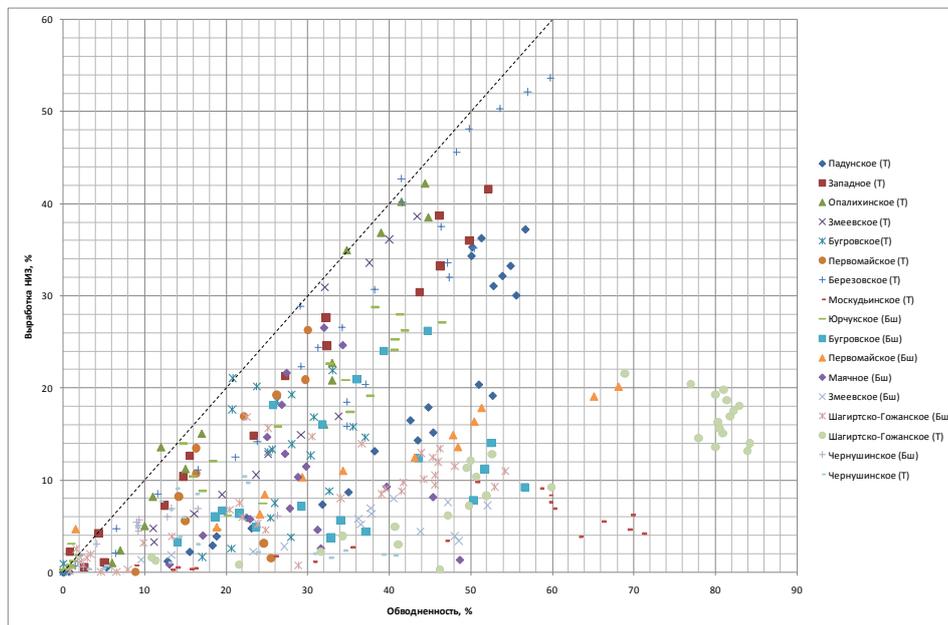


Рис. Зависимость выработки НИЗ от обводненности продукции добывающих скважин
*итрихом показана линия тренда

При таком отставании предельная обводненность может наступить раньше, чем будут достигнуты проектные показатели по извлечению нефти. В этих условиях необходимо регулировать процесс путем применения методов и технологий увеличения текущих отборов нефти, снижения обводненности продукции и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика залежей нефти

Параметры	Месторождение, объект	
	Бугровское, Бш	Западное, Т
Средняя глубина залегания, м	1302,5	1583
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,3	4,2
Пористость, %	16	13
Проницаемость, мкм ²	0,097	0,146
Начальная пластовая температура, °С	27	31
Начальное пластовое давление, МПа	13,0	16,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	7,91	87,1
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	856	914
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,05	8,9
Газосодержание, м ³ /т	10,3	6,6
Подвижность (k/μ), мкм ² /(Па·с)	12,26	1,68
Гидропроводность (kh/μ), м·мкм ² /(Па·с)	52,73	7,04

В данной работе выполнена оценка эффективности применения технологий ПНП для двух объектов разработки в карбонатных коллекторах, значительно отличающихся по таким показателям, как вязкость пластовой нефти и гидропроводность продуктивных пластов (табл. 1).

Технологические показатели разработки нефтяных залежей на 01.01.2009 приведены в табл. 2.

Выработка извлекаемых запасов по рассматриваемым объектам отстает от динамики их обводнения. Текущие значения коэффициентов нефтеизвлечения (КИН) и выработка начальных извлекаемых запасов нефти по залежам имеют близкие значения. Расчетные КИН на 01.01.2009 определены при выполнении данной работы с помощью геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ). Различие между расчетными и фактическими значениями показателей разработки по залежам не превышает 1,14 %, что указывает на удовлетворительную адаптацию моделей.

Таблица 2

Основные показатели, характеризующие состояние разработки залежей

Месторождение	Пласт	Действующий добывающий фонд скважин	Степень выработки НИЗ, %	Обводненность, %	Проектный КИН	КИН на 01.01.2009		
						Текущий	Проектный	По модели (ГДМ)
Бугровское	Бш	6	31,07	45,5	0,27	0,084	0,089	0,084
Западное	Т	11	24,56	44,7	0,355	0,087	0,087	0,088

Текущая добыча нефти по пласту Бш Бугровского месторождения отстает от проектной на 51 %, по пласту Т Западного месторождения – на 37 %.

Выполненные расчеты с применением геолого-гидродинамических моделей залежей показывают, что при существующей системе разработки продолжится отставание расчетных показателей от проектных (табл. 3).

Таблица 3

Результаты прогнозирования при сложившейся системе разработки (до 01.01.2024)

Месторождение	Пласт	Выработка НИЗ, %		Обводненность, %	
		расчет	проект	расчет	проект
Бугровское	Бш	51,6	82,6	86,4	72,5
Западное	Т	40,6	91,4	88,7	86,3

Улучшение показателей разработки объектов возможно при применении методов увеличения текущих отборов нефти и повышения нефтеизвлечения.

К таким методам относят:

- проведение геолого-технических мероприятий на скважинах;
- применение методов повышения нефтеотдачи.

Таблица 4

Результаты гидродинамических исследований

Месторождение	Залежь	Скважина	Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	Проницаемость пласта, мкм^2	Скин-фактор
Бугровское	Бш	535	2,07	0,036	-1,6
		541	0,79	0,03	11,7
		544	2,75	0,13	7,4
		551	-	0,0095	-2,4
		565	1,51	0,0068	-5,3
		713	8,73	0,01	-4
Западное	Т	694	1	0,103	-1,8
		1009	0,3	0,015	-3,6
		148	1,9	0,15	-1,5
		689	4,6	0,017	1,1
		706	0,2	0,009	-1,5
		686	0,2	0,013	-5,1
		707	0,2	0,025	-5,3
		685	0,1	0,01	-4,2
		696	0,7	0,06	-5,2

Проведение геолого-технических мероприятий дает ощутимый эффект при ухудшенном состоянии околоскважинных зон пластов (ОЗП). Состояние ОЗП можно охарактеризовать с помощью скин-фактора. При его положительном значении состояние ОЗП ухудшено по сравнению с удаленной зоной пласта, при отрицательном значении – улучшено. Результаты гидродинамических исследований по скважинам рассматриваемых залежей приведены в табл. 4.

По залежи Бш Бугровского месторождения имеется возможность улучшения показателей работы скв. 541, 544 за счет воздействия на ОЗП, по остальным скважинам этого объекта и практически по всем скважинам пласта Т Западного месторождения увеличение текущих отборов нефти за счет воздействия на ОЗП не приведет к существенному результату.

Рассмотрим возможность применения на залежах мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов.

В условиях выделенных залежей целесообразно рассматривать методы нестационарного воздействия, тепловые и полимерного заводнения [1, 2]. Наряду с этими технологиями при расчете технико-экономических показателей рассмотрен также метод водогазового воздействия (циклическая закачка воды и газа).

За базовые варианты приняты результаты моделирования при текущем состоянии разработки залежей.

С помощью гидродинамической модели рассчитаны варианты, отличающиеся объемами и температурой теплоносителя, концентрацией полимера в закачиваемой воде, параметрами циклики при водогазовом воздействии и нестационарном воздействии. Суммарное количество вариантов – 35. Все расчеты выполнены на период продолжительностью 15 лет, начиная с 01.01.2009г.

Результаты гидродинамического моделирования для пластов представлены в табл. 5. Для всех объектов происходит увеличение КИН при применении методов ПНП по сравнению с базовым вариантом. При технико-экономическом анализе наилучшие результаты получены при полимерном и водогазовом воздействии, ниже эффективность нестационарного воздействия, при тепловом методе экономический эффект отрицателен.

Таблица 5

Увеличение КИН по сравнению с базовым вариантом

Месторождение	Бугровское	Западное
Залежь	Бш	Т
	Увеличение КИН по сравнению с базовым вариантом, %	
Теплоноситель	2,2	3,7
Полимер	28,5	5,9
Нестационарное воздействие	2,6	3
ВГВ	6,3	5,4
Гидропроводность (кх/μ), м·мкм ² /(Па·с)	52,73	7,04
Подвижность (к/μ), мкм ² /(Па·с)	12,26	1,68

Литература

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М./Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн. изд-во, 1996. – 440 с.
2. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г. и др. /Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра. 1984. – 272 с.

РАЦИОНАЛЬНЫЙ СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ГУРАРИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.И. Рублёв

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гуларинское нефтяное месторождение открыто в 1997 г. в результате бурения поисковой скважины 181Р. В административном отношении месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, в 55 км на северо-восток от вахтового поселка Лугинецкое. С юга Гуларинское месторождение граничит с Соболиным нефтяным месторождением.

Динамика показателей эксплуатационного фонда на период 2004–2009 гг. по Гуларинскому месторождению представлена в табл. 1.

Проектными решениями предусматривается, что в основном отборы жидкости будут обеспечиваться за счет создания давления на забое добывающих скважин 5 МПа.

На Гуларинском месторождении максимальная добыча жидкости достигалась в 2004 г. (1688,9 тыс. т), действующий фонд добывающих скважин составлял 14 ед. Средний дебит жидкости по действующим скважинам достигал максимума 442 м³/сут. в 2007 г. при депрессии на пласт 16,2–16,8 МПа (Рпл = 21,2–21,8 МПа). Для обеспечения дебитов средний коэффициент продуктивности должен быть не менее 26,7 м³/сут.·МПа. По новым скважинам коэффициент продуктивности существенно меньше, около 5,95 м³/сут.·МПа. Однако необходимо иметь в виду, что текущие коэффициенты продуктивности скважин в процессе эксплуатации могут снижаться, поэтому для поддержания расчетных показателей разработки необходимо проведение комплекса мероприятий по их сохранению [4].

Расчеты предельных параметров условий фонтанирования проводились по известным инженерным методикам [2], а также методом узлового анализа с использованием программы Perform 3.0 (IHS Energy Group) с учетом структуры газожидкостного потока, конструкции скважин и реальных физико-химических свойств флюида. Расчеты показывают, что реализуемые в условиях Гуларинского месторождения фонтанные режимы не могут обеспечить проектной величины депрессии на продуктивные пласты, так как забойное давление при этом для всех продуктивных горизонтов лежит в пределах 14,3–20,2 МПа при изменении обводненности продукции от 2 до 84 % (средняя обводненность в 2005 г.), поэтому для достижения проектных дебитов скважины необходимо эксплуатировать только механизированным способом.

Таблица 1

Показатели эксплуатации добывающих скважин Гуларинского месторождения на период с 2004 – 2009 гг.

Способ эксплуатации	Показатели	Годы					
		2004	2005	2006	2007	2008	2009
ЭЦН	Ввод скважин, шт	4	0	0	2	0	0
	Выбытие добыв. скв., шт.	0	1	0	5	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	16	15	15	12	12	12
	Дебит по жидкости, м ³ /сут.						
	максимальный	800	720	550	840	675	590
	минимальный	190	180	150	50	50	50
	Средняя обводненность, %	57	73	78	84	85	85

Минимально допустимое давление на приеме насоса для условий Гуларинского месторождения рассчитываем, используя специализированное программное обеспечение по подбору ЭЦН SUBPUMP 7.0, позволяющее учитывать многофазность потока и выбирать оптимальный режим эксплуатации оборудования в соответствии с его паспортными техническими характеристиками и геолого-техническими параметрами скважин. Характеристики притока определялись по уравнениям Дарси и Вогеля, с поправкой на обводненность продукции. Течение трехфазного (нефть-газ-вода) потока жидкости по стволу скважины, в связи с невысоким газосодержанием пластовой жидкости (30 м³/т), рассчитывалось по корреляции Хайгедорна-Брауна [3].

Результаты расчетов показывают, что на Гуларинском месторождении возможна эффективная добыча жидкости из скважин с предусмотренным настоящим проектом забойным давлением (5 МПа) установками УЭЦН с приемлемыми для насоса и погружного электродвигателя режимами (табл. 2).

Для достижения запланированных проектом объемов добычи жидкости на Гуларинском месторождении рекомендуется применение установок ЭЦН производительностью от 30 до 840 м³/сут., в зависимости от коэффициента продуктивности конкретной скважины [1]. При достижении проектной величины забойного давления содержание свободного газа увеличивается до 17,3 %, поэтому для повышения стабильности работы насосов можно рекомендовать использование газосепараторов [1].

Таблица 2

Результаты расчета условий работы УЭЦН при $P_{заб} = 5 \text{ МПа}$

	Обозначение	Наименование параметра, размерность	REDA	ЭЦН
	Исходные данные	L_c	Глубина скважины, м	2078-2145
$P_{пл}$		Пластовое давление, МПа	16,5	21,5
$P_{нас}$		Давление насыщения нефти газом, МПа	4,75-6,45	
$P_{заб}$		Забойное давление (проектное), МПа	5	5
P_b		Давление на буфере, МПа	1,5	
P_l		Давление в линии, МПа	1,5	
G_o		Газовый фактор, м ³ /м ³	29,5-38,9	
V		Обводненность, доли ед.	59	33,2
ρ_g		Плотность газа в поверхностных условиях кг/м ³	1,108	
$\rho_{пов}$		Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	842-855	
$\rho_{пл}$		Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	756-767	
ρ_v		Плотность воды, кг/м ³	1012	
Расчетные данные	Q	Минимальная производительность установки, м ³ /сут.	500*	50
	$P_{пр}$	Давление на приеме насоса, МПа	4,2	4,6
	$H_{сп}$	Глубина спуска насоса, м	1900	1950
	$H_{дин}$	Динамический уровень, м	1585	1575
	$H_{нап}$	Напор насоса, м	1400	1245
	ΔP	Депрессия на пласт, МПа	11,521	16,5
	$K_{пр}$	Минимальный коэффициент продуктивности, м ³ /сут * МПа	43,4	3,0

Делая вывод, хотелось бы заметить, что стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при корректном подборе ЭЦН в соответствии с добычными возможностями скважин, проведении комплекса работ по исследованию скважин, использованию износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации, использовании и выполнении плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

Литература

1. Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела. – Москва-Ижевск.: Институт компьютерных исследований, 2004. – 720 с.
2. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1990. – 247 с.
3. Мукерджи Х. Г. Производительность скважин. Руководство. – М.: ЮКОС, 2001– 236 с.
4. Хисамов Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений. – Казань: Татнефть, 1996. – 289 с.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА УНТЫГЕЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.Р. Сабитов

Научный руководитель В.А. Коротенко

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время проблемы выработки запасов нефтяных месторождений Западной Сибири связаны, в основном, с низкими коллекторскими свойствами пластов, значительная часть запасов вовлекаемых в разработку относятся к трудно извлекаемым, вследствие чего проектный КИН не достигается. Компания РИТЭК разработала программу по разработке месторождений с трудно извлекаемым запасам. Это компания успешно применяет разработанные ими технологии в Западной Сибири и за рубежом

Одним из таких месторождений является Унтыгейское, которое расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Унтыгейское месторождение открыто в 1995 г. Основным объектом разработки является ЮС₁₋₄, наиболее перспективным объектом разработки Унтыгейского месторождения является пласт ЮС₁², который содержит основной объем (НГЗ – 48 %, НИЗ – 55 %) суммарных запасов [1].

Проницаемость продуктивной части пласта ЮС₁² – низкая (в среднем 7 мД). По пропласткам она изменяется от 0,8 до 29 мД. Уменьшение проницаемости по разрезу скважин происходит от кровли к подошве пласта. Расчлененность пласта варьирует от 2 до 6 и в среднем по скважинам составляет – 4. Среднее значение нефтенасыщенных толщин пласта ЮС₁² по скважинам составляет 6,4 м. Средневзвешенное значение пористости коллекторов составляет 17,3 % при диапазоне изменения – от 12,3 до 19,3 %. Продуктивные пласты этого месторождения представлены полимиктовыми песчаниками мера гидрофильности которых достаточно низкая. В этих условиях необходимо проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта. Начальные извлекаемые запасы Унтыгейского месторождения составляют 14,437 млн т, проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) 0,209 [1].

Унтыгейское месторождение открыто в 1995 г. На месторождении пробурено 16 скважин, из них 2 – разведочные и 14 эксплуатационных. В табл. 1 приведены результаты эксплуатации добывающих скважин.

Таблица 1

Результаты эксплуатации добывающих скважин

Номер скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Накопленная добыча нефти на 1.10.06 г., тыс. т	Средний дебит, т/сут.	Текущая обводненность, %
2р	апр.01	21,6	11,3	10
105р	авг.04	12,7	16	7,6
201	апр.05	7,6	14	14
216	июл.06	0,6	4	1,4
217	авг.06	0,3	5	0,8
223	июл.06	0,3	2,5	0,8
224	июл.05	8,6	17,7	1,2
225	июл.04	5,1	6	1
232	авг.04	37,9	46,8	12
233	июл.05	13,1	27	2

На Унтыгейском месторождении за период 2001–2005 г. были проведены ряд геолого-технологических мероприятий (ГТМ), который приведен в табл. 2. В 2001 г. на разведочной скважине 2 был проведен гидроразрыв пласта, который показал положительный эффект. Дебит по нефти до проведения операции составлял 10,5 т/сут., после проведения составил 30 т/сут. В скважине 2 были проведены еще ряд работ: ликвидация негерметичности, оптимизация, перестрел, который показали неплохие результаты. Для интенсификации притока и увеличении проницаемости призабойной зоны проводили глинокислотную обработку, который показал отрицательный эффект.

Скважина №2р – введена в апреле 2001 г. на пласт ЮС₁², эксплуатировалась ЭЦН, фонтанным способом и ЭВН (с 2005 г.). Текущий дебит нефти составляет 17 т/сут.

Скважина 105р – введена в эксплуатацию на пласт ЮС₁² в августе 2004 г. Скважина эксплуатировалась механизированным способом (ЭЦН, ЭВН). Текущий дебит по нефти – 18 т/сут.

Скважина 201 – в апреле 2005 г. введена в эксплуатацию совместно на пласты ЮС₁², ЮС₃. Текущий дебит – 24,9 т/сут., в т. ч. по пластам: ЮС₁² – 17,4 т/сут, ЮС₃ – 7,5 т/сут. Скважина эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН)

Скважина 202 – введена в июне 2005 г. на пласт ЮС₁². Скважина эксплуатируется ЭЦН. Текущий дебит – 17 т/сут.

Скважина 216 – в июле 2006 г. введена в эксплуатацию на пласт ЮС₁². Скважина эксплуатируется ЭЦН. Текущий дебит нефти составил – 27 т/сут.

Скважина 217 – Введена на пласт ЮС₁² в августе 2006 г. мехспособом (ЭЦН). Текущий дебит нефти составил – 26 т/сут.

Скважина 223 – введена в эксплуатацию на пласт ЮС₁² в июле 2006 г. Способ эксплуатации – ЭЦН. Текущий дебит – 27 т/сут

Скважина 224 – введена в июле 2005 г. в эксплуатацию на пласт ЮС₁². Способ эксплуатации – ЭЦН. Текущий дебит – 16 т/сут.

Скважина 225 – вначале (в июле 2004 г.) была введена в эксплуатацию на пласт ЮС₁², затем – в августе 2004 г. подключен пласт ЮС₃. Текущий дебит – 26 т/сут., в т. ч. по пластам: ЮС₁² – 12,4 т/сут, ЮС₃ – 13,7 т/сут. Скважина эксплуатируется ЭЦН.

Скважина 232 – введена в эксплуатацию совместно на пласты ЮС₁² и ЮС₃ в августе 2004 г. механизированным способом (ЭЦН). Текущий дебит нефти составил 29 т/сут., в т. ч. по пластам: ЮС₁² – 17 т/сут., ЮС₃ – 12 т/сут.

Скважина 233 – в июле 2005 г. введена в эксплуатацию на пласт ЮС₁². Скважина эксплуатируется электроцентробежным насосом ЭЦН). Текущий дебит составляет – 24 т/сут.

Таблица 2

ГТМ в добывающих скважинах Унтыгейского месторождения за период 2001-2005 г

Номер скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Продуктивный пласт по ГИС	Нефте-насыщенная толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм 10 ⁻³	Нач. нефте-насыщенность, доли ед.	Накопленная добыча нефти на 1.10.06г., тыс.т	Максимальный дебит, т/сут		Текущий дебит нефти, т/сут	Текущая обводненность, %	Выполненные работы по скважинам за историю	Результаты работ
								нефти	жидкости				
2р	апр.01	ЮС ₁ ²	4,6	20,0	8,7	0,6	21,6	37,8	38,5	17	10	02.2001г. - ГРП	До: qн = 10,5 т/сут После: qн = 30 т/сут
												05.2003г- ликвидация негерметичности	До: бездействие После: qн = 15,2 т/сут
												02.2004г- Оптимизация и перестрел ЮС _{1,2}	До: qн = 17,5 т/сут После: qн = 23,3 т/сут
												02.2005г- Оптимизация	До: qн = 2,5 т/сут После: qн = 23,4 т/сут
105р	авг.04	ЮС ₁ ²	5,4	17,4	4,8	0,592	12,7	57,3	63,4	18	7,6	08.2004г. - глинокислотная обработка. 02.2005г. - ГРП	Эффект отрицательный До: qн = 16 т/сут После: qн = 29,5 т/сут
201	апр.05	ЮС ₁ ²	7,8	15,7	0,919	0,587	5,3	16,7	17,3	9,5	1,4	-	-
		ЮС ₃	4,6	14,9	1,1	0,563	2,3	7,3	8	6,2	1,4		
		Всего	12,4	-	-	-	7,6	24	25,3	15,7	1,4		
216	июл.06	ЮС ₁ ²	5,2	16,8	3,21	0,605	0,6	22,4	22,6	22,4	0,8	-	-
217	авг.06	ЮС ₁ ²	7,6	18,3	4,478	0,589	0,3	20,1	20,4	15,0	0,8	-	-
223	июл.06	ЮС ₁ ²	7,4	17,1	2,879	0,582	0,3	19,6	19,7	6,3	1,2	-	-
224	июл.05	ЮС ₁ ²	6,6	16,9	2,1	0,61	8,6	27,9	28	16,1	1,0	12.2005г- Оптимизация	До: qн = 17,7 т/сут После: qн = 19,6 т/сут
225	июл.04	ЮС ₁ ²	6,4	16,9	4,6	0,605	2,5	38,7	40,2	3,2	12,0	02.2001г. - ОПЗ и перестрел пл. ЮС ₁ ² и ЮС ₄	До: qн = 7 т/сут После: qн = 10,4 т/сут
		ЮС ₃	7,8	18,8	15,6	0,595	2,6	42,9	44,6	7,3	12,0	11.2005г. - ЭЦН и ввод в эксплуатацию пласта ЮС ₄	До: qн = 13,3 т/сут После: qн = 81,6 т/сут
		Всего	14,2	-	-	-	5,1	81,6	84,8	10,5	12,0		
232	авг.04	ЮС ₁ ²	10	16,8	5,2	0,678	22,7	46,0	46,1	12,4	2,0	10.2004г- Оптимизация	До: qн = 42 т/сут После: qн = 76,7 т/сут
		ЮС ₃	5,6	18,1	12,3	0,64	15,1	30,7	30,8	16,1	2,0		
		Всего	15,6	-	-	-	37,9	46,0	46,1	28,5	2,0		
233	июл.05	ЮС ₁ ²	8,8	17,4	2,2	0,662	13,1	37,4	37,6	23,8	0,6	-	-

Одним из методов повышения нефтеизвлечения является ГРП. После проведения первого ГРП дебит скважин будет со временем снижаться, как только он достигнет минимально рентабельного значения следует провести повторное ГРП.

Для определения эффективности результатов повторного ГРП предлагается применить метод распознавание образов основе повторного ГРП лежит метод распознавание образов. Для этого создается база данных (образов) в скважинах, в которых были проведены повторные ГРП (эффективные и неэффективные), выбираются параметры, определяющие условие проведения первого ГРП и строятся критерии по базовым скважинам с повторным ГРП [2]. На примере Ловинского месторождения было создано база образов, по которым прогнозировалось эффективность повторного ГРП. В качестве контрольных скважин для проверки примененной методики было выбрано 14 скважин Толумского месторождения эффективность прогноза составляет 77,8 %.

Автором предлагается после накопления применить на других месторождениях с трудно извлекаемыми запасами.

Литература

1. Печеркин М.Ф. Методика определения скважин – кандидатов для проведения повторного гидроразрыва пласта. / М.Ф. Печеркин, М.Е. Стасюк, В.А. Коротенко, Н.В. Зайкова // Новые технологии ТЭК Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень, 2005. – С. 173-178.

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И.А. Синцов

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Баженовская свита является одним из потенциально, перспективных объектов для добычи нефти, содержащих нетрадиционные ресурсы жидких углеводородов.

На территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» выделено четыре зоны перспективности баженовской свиты в зависимости от пластовой температуры, степени экранированности, а также по результатам вскрытия свиты бурением [3]: неперспективная, низкоперспективная, перспективная, высокоперспективная. Перспективные зоны распространены на площади 39–52 тыс. км² и содержат 0,8–2 т/м² линейных ресурсов жидких углеводородов.

Вопрос о создании технологии эффективной разработки пласта Ю₀ в связи со спорадическим развитием коллекторов до сих пор не решен.

Как показал опыт промышленного освоения свиты на наиболее продуктивном ее участке в Западной Сибири (Салымское месторождение), при использовании традиционных технологий разработки нефтеотдача баженовских отложений не превышает 3 %.

Намечено проведение поэтапных исследований (по мере усложнения) по созданию эффективных технологий добычи нефти из пласта Ю₀ [3, 4]:

I этап – разработка на естественном режиме.

II этап – отработка технологии создания искусственной трещиноватости путем нагнетания воды.

III этап – освоение технологии гидротермовоздействия путем создания искусственной трещиноватости за счет внутрислоевого горения.

Каждый из этапов в зависимости от строения пласта и начальной продуктивности скважин могут быть самостоятельными технологиями разработки баженовской свиты. После каждого этапа воздействия скважины необходимо обрабатывать до рентабельного дебита.

Анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации баженовской свиты на Салымском, Ем-Еговском и Маслиховском месторождениях показал возможность ее разработки на естественном режиме. Однако при этом КИН даже наиболее продуктивных участков не превысит 3 %, а в зонах с низкой продуктивностью составит только доли процента от геологических запасов.

Разработка на естественном режиме должна осуществляться с широким применением современных технологий и технических средств интенсивного воздействия на призабойные зоны – ГРП, горизонтальные скважины, бурение на депрессии или равновесии.

Проведение гидроразрыва на баженовскую свиту требует специальной техники, обеспечения высоких давлений, обязательного и надежного закрепления искусственно-созданных трещин. В связи с наличием в глинистых породах до 10 % карбонатов, гидроразрыв желательнее осуществлять в комплексе с кислотной обработкой.

В качестве критериев прогнозирования успешности геолого-технических мероприятий предлагается рассматривать аномалию по температуре пласта с использованием очагов АВПД и АВПТ в качестве источника внутренней энергии пласта для создания градиента давления при фильтрации пластового флюида [2].

Решение о целесообразности закачки воды в пласт или другого агента должно быть принято по результатам первого этапа освоения, изучения и более подробного исследования режима разрабатываемого участка залежи.

В результате лабораторных и промысловых (Салымское, Маслиховское месторождения) исследований доказана возможность искусственного дробления пород баженовской свиты закачкой воды при высоких устьевых давлениях.

Перспективным вариантом повышения пластового давления может являться периодическая закачка воды при одновременном прекращении добычи нефти и наоборот, эксплуатация добывающих скважин при полном прекращении закачки.

Следует отметить, что по всей вероятности, имеется отрицательное воздействие воды при разработке гидрофобных трещинных пород на естественном режиме, которое выражается в уменьшении относительной проницаемости трещин для нефти. Однако имеется и значительный положительный эффект от применения воды, прежде всего, в зонах пласта, где имеются условия для образования искусственной трещиноватости.

Как показывают предварительные расчеты и оценки, рациональное использование технологии создания искусственной трещиноватости путем закачки воды может увеличить КИН на 4–5 %.

На третьем этапе возможно освоение этих ресурсов с помощью технологии гидротермовоздействия. В последнее время многочисленные лабораторные исследования, а также промысловые эксперименты на породах свиты Грин-Ривер (США), близкой по характеристикам к пласту Ю₀, показали, что более обнадеживающим является разработка объекта в режиме внутрипластового горения.

В 2002 г. в ОАО «Сургутнефтегаз» впервые предпринят эксперимент по исследованию совместного течения трех фаз в условиях модели баженовской свиты [1]. Это направление исследований является чрезвычайно важным ввиду того, что нефть баженовской свиты остается крайне трудноизвлекаемой из-за низкой проницаемости матрицы и высокой плотности нефтеносных сланцев.

На лабораторном комплексе проведены два эксперимента по моделированию метода влажного горения на моделях баженовской свиты. При этом получены обнадеживающие результаты относительно перспектив применения метода. В настоящее время ведутся исследования технологических параметров горения и продуктов реакции.

Лабораторные эксперименты позволяют приблизиться к обоснованию основных параметров технологии разработки баженовской свиты на основе термогидровоздействия, т. е. создания искусственной трещиноватости за счет внутрипластового горения. Суть данной технологии состоит в следующем:

Искусственное дробление пород баженовской свиты закачкой воды при высоких устьевых давлениях (до 40 МПа).

Создание очага горения с температурой > 420 °С.

Обеспечение необходимой скорости передвижения фронта горения.

Однако реализация этой технологии вытеснения углеводородов из пласта путем поджига и поддержания внутрипластового горения предполагает наличие гидравлической связи между возмущающими, реагирующими и контрольными скважинами.

С применением технологии термовоздействия подготовлены (2001 г.) проекты ОПР по разработке пласта Ю₀ на Маслиховском и Ай-Пимском месторождениях.

По предварительной оценке при применении технологии гидротермовоздействия КИН из баженовской свиты может увеличиться до 0,2.

При наличии в разрезе битуминозных пород и достаточно широком площадном их развитии перспективы нефтеносности баженовской свиты могут значительно увеличиться. В этом случае при разработке пласта Ю₀ возможно применение, как весьма трудоемких и дорогих гидротермических методов воздействия на типичные баженовские породы так и, очевидно, более простого и хорошо зарекомендовавшего себя метода заводнения.

Основные выводы.

Состояние использования запасов нефти баженовской свиты неудовлетворительное. Технологии эффективной разработки объекта Ю₀ на сегодняшний день отсутствуют.

В связи с разработкой объекта на режиме истощения основным видом энергии является упругая энергия скелета горной породы и насыщающих флюидов.

Применение обычных методов повышения нефтеотдачи на пласт Ю₀ малоэффективно ввиду отсутствия связности проницаемых пород. Для получения положительного результата очевидно необходимо создание искусственных трещин большой длины, или расклинивание уже имеющихся трещин.

Выявленная в лабораторных условиях способность 60% пород баженовской свиты образовывать широкую сеть микротрещиноватости при воздействии на них водой при высоком давлении была подтверждена промысловыми экспериментами на трех скважинах Салымского и одной скважине Маслиховского месторождения.

Проведение обычного ГРП на баженовскую свиту не дает значительного эффекта вследствие быстрого снижения пластовой энергии в зоне отбора нефти /трещине разрыва/.

Для эффективной разработки баженовской свиты планируется проведение испытаний технологии поэтапного воздействия:

I этап – разработка на режиме истощения пластовой энергии.

II этап – отработка технологии создания искусственной трещиноватости путем закачки воды.

III этап – освоение технологии гидротермовоздействия, т. е. создание искусственной трещиноватости за счет внутрипластового горения.

Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений НГДУ «Правдинскнефть». Северо-Салымское месторождение - Тюмень: СибНИИПН, ТОО «ТЭРМ», 1995.

2. Медведев И.Я., Батурич Ю.Е., Сулима С.А., Юрьев А.Н., Сонич В.П., Ревнивых В.А., Ильин В.М., Ефимов В.А. Состояние и перспективы развития новых районов нефтедобычи // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 2007.
3. Сонич В.П., Батурич Ю.Е., Малышев А.Г. Проект опытно-промышленных работ по извлечению углеводородов из баженовских отложений. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1999.
4. Федоров В.Н., Шешуков А.И., Мешков В.М. Гидродинамические свойства баженовской свиты // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, 2001. – №9 – С.86-92.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.А. Сотских, К.Г. Ашигян

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промыслово-геофизические исследования проводят с целью контроля за разработкой нефтяных месторождений, как правило, с начала разработки. Проводимый комплекс исследований позволяет решать следующие задачи: определять источник обводнения, состав флюида по стволу скважины, места затрубной циркуляции и места негерметичности колонны, техническое состояние колонны, осуществлять контроль за выработкой пласта в комплексе с промыслово-геофизическими исследованиями открытого ствола. При контроле и регулировании процесса разработки месторождений следует руководствоваться принятым регламентом геофизического комплексного контроля. Рекомендуется прежде всего уделять внимание изучению продвижения контура нефтеносности — регулярно проводить замеры положения водонефтяного контакта методами ГИС [1, 2].

Термоэлектрическая и гидродинамическая дебитометрия на месторождении проводится с целью выделения работающих толщин и построения профилей притока.

Резистивиметрия, влагометрия и плотнометрия проводятся с целью определения состава флюида по стволу скважины и места разгазирования нефти.

Локация муфтовых соединений, гамма-гамма цементирования позволяют определить техническое состояние скважины, место интервала перфорации и осуществлять привязку.

По результатам термометрии определяют подошву отдающих и принимающих интервалов, места нарушения и негерметичности колонны.

Из всего принципиального комплекса исследований, предусмотренного регламентом, месторождения, где высокая степень обводненности продукции добывающих скважин, почти механизированный способ их эксплуатации, высокая степень выработки запасов, предусматривается применение ограниченного комплекса гидродинамических исследований. Существующие отечественные приборы позволяют проводить исследования при извлеченном насосном оборудовании, при этом исследования сводятся к замерам пластового давления с некоторой погрешностью (ствол заполнен жидкостью глушения) или измерению гидродинамической характеристики с помощью компрессирования (кривая восстановления давления). Исследование нагнетательных скважин проводится с целью измерения пластового давления, определения коэффициента приемистости (закачка воды на различных режимах).

Скважинный аппаратный комплекс МЕГА-ПЛТ-9 позволяет на сегодня решить широкий спектр промыслово-геофизических задач, связанных с оценкой профиля притока и приемистости пластов, технического состояния эксплуатационной колонны. Содержит в своем составе следующий набор датчиков: термометр, манометр, индикатор притока, резистивиметр, влагомер, шумомер и механический расходомер «ПЛТ-01».

Выводы: комплекс исследований, предусматриваемый регламентом, должен обеспечивать систематическое получение первичной промысловой информации в объемах, достаточных для решения задач проектирования, контроля и регулирования процесса разработки, определяемых задачами исследований.

Литература

1. Ильина Г.Ф. Промысловая геофизика: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004.
2. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: – РД 153-39.0-072-01. – М., 2001.

ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НИЖНЕВАРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

П.С. Сулова

Научный руководитель П.В. Шевелев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В ОАО «ТомскНИПИНефть» все геологические модели (ГМ) перед передачей специалисту по гидродинамическому моделированию (ГДМ) проходят внутреннюю экспертизу. Для создания ГДМ Нижневартовского месторождения использовался симулятор Eclipse (Shlumberger).

Нижневартовское месторождение открыто в 1964 г. Разработка месторождения начата в 1977 г. Промышленные залежи нефти установлены в юрских и меловых отложениях: пластах ЮВ₁¹⁺² (васюганская свита), БВ₁₀¹, БВ₈⁰, (мегионская свита), БВ₇⁰ (вартвовская свита) и АВ₁¹⁻² (алымская свита).

В настоящее время ведется создание гидродинамической группы пластов БВ.

Пласт БВ₁₀¹ является основным объектом разработки Нижневартовского месторождения. Нефтяные залежи установлены в пределах западного и восточного поднятий структуры. Разрез пласта БВ₁₀¹ имеет двучленное строение. Верхняя часть пласта песчанистая, нижняя глинистая, представлена переслаиванием мелкозернистых, глинистых песчаников с алевролитами. Верхняя и нижняя части разделены между собой пластом аргиллитов толщиной 2–3 м. В некоторых случаях происходит замещение аргиллитов на крупнозернистые алевролиты. Залежи пластовые, сводовые разделены неглубоким прогибом.

Пласт БВ₈⁰. Нефтяная залежь приурочена к восточному куполу и являлась основным объектом разработки. Нефть залегает в неоднородном пласте песчаника, по разрезу которого развиты плотные линзовидные алевроито-глинистые пропластки. Гидродинамическое единство пласта обеспечивается обширными «литологическими окнами», т.е. местами отсутствия глинистых перемычек

Пласт БВ₇⁰. Нефтяная залежь приурочена к восточному куполу. При достаточно больших общих толщинах, изменяющихся от 6,4 до 40,6 м и составляющих в среднем 20,1 м, эффективные толщины невелики (от 3,6 до 31,8 м) в среднем 10,4 м, что в совокупности с высокой расчлененностью (6,4), низким значением песчаности (0,50), свидетельствует о значительной глинизации и неоднородности пласта.

Процесс создания ГДМ любого месторождения состоит из следующих основных этапов:

1. Ремасштабирование модели – переход от мелкоячейистой геологической модели к адекватной ей крупноячейистой гидродинамической модели.
2. Создание входного файла (*.data) для симулятора Eclipse.
3. Адаптация модели – процесс изменения свойств модели (пористость, насыщенность, проницаемость, ОФП и др.) для ее настройки на воспроизведение истории разработки.
4. Прогноз вариантов разработки.

Под переходом от геологической модели к фильтрационной понимается обычно процедура укрупнения сетки (увеличение размеров ячеек и, соответственно, уменьшение их числа), и пересчет свойств (песчанистость, пористость проницаемость, насыщенности) укрупненных ячеек. В отрасли такая процедура называется Апскейлинг. Ремасштабирование необходимо для проведения в приемлемые сроки многовариантных компьютерных расчетов [1].

ГМ пластов БВ(7), БВ(8), БВ(10) Нижневартовского месторождения имеет ячейки размерностью 50×50 м. Попытка объединения слоев со схожими свойствами для апскейлинга не удалась, в связи со значительной литологической расчлененностью пластов по вертикали. Поэтому было принято решение увеличить размер ячеек до 100×100 м без объединения слоев. При помощи функций Petrel было проведено укрупнение сетки ГМ (апгриддинг), а затем осуществлен перенос свойств (однофазный апскейлинг). Каждой ячейке ремасштабированной модели присваивается среднее арифметическое значений ячеек ГМ. Результат апскейлинга представлен на рис. 1.

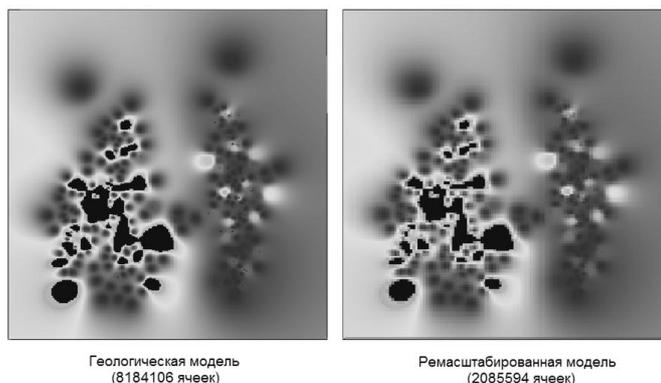


Рис. 1. Карты распределения песчаности в: а) - геологической модели; б) - ремасштабированной модели

Для проверки адекватности полученной модели были подсчитаны и сравнены запасы мелкоячейистой и крупноячейистой моделей, а также построены геолого-статистические разрезы (ГСР) различных свойств от кровли.

В табл. 1 представлена погрешность подсчета запасов ГМ и ремасштабированной моделей (Petrel). Погрешность в значениях не превышает установленных регламентом 3 %.

ГСР от кровли (рис. 2), полученные с помощью программного продукта «Экспертиза – ТРАСТ», сходятся для песчаности, пористости и насыщенности. Несовпадением ГСР по проницаемости можно пренебречь, так как проницаемость – это свойство, определяемое с большой степенью неопределенности и неоднозначности. Кроме того, проницаемость является основным параметром, модифицируемым при адаптации ГДМ на историю разработки.

Основные характеристики ГДМ Нижневартовского месторождения, задаваемые при моделировании:

- Тип сетки – нерегулярная структурированная (Corner-point). Данный тип сетки позволяет более точно учитывать геометрию пласта и структурные нарушения.

- Тип модели – модель нелетучей нефти (Black Oil). Флюид представлен тремя фазами (нефть, газ, вода) с неизменным композиционным составом.
- Схема расчета – конечно-разностное моделирование (Conventional), когда движение флюида осуществляется через грани ячеек.
- Система измерения для входных и выходных данных – метрическая (Metric).

Таблица 1

Погрешность подсчета запасов геологической и релампифицированной моделей

	Погрешность, %		
	Bulk volume, 10 ³ m ³	Net volume, 10 ³ m ³	Pore volume, 10 ³ m ³
В общем по моделям	0,00248181	0,11529810	0,38672630
По пласту БВ7	0,00482049	0,38713688	0,59542564
По пласту БВ8	0,00104700	0,29444710	0,45331320
По пласту БВ10	0,00979680	0,01983520	0,11901540

Основной проблемой, возникающей при создании *.data – файла, является качество исходных данных, в особенности это касается данных по истории разработки (режимы работы скважин, дебиты, приемистость, перфорации). Зачастую оценка погрешностей, связанных с несоответствующим качеством исходных данных является неопределенной и неформализованной задачей. Для снижения этих погрешностей при создании ГДМ Нижнеартовского месторождения осуществлялся контроль качества данных, использовалось два независимых друг от друга источника информации (базы данных Finder, Геология и добыча), проверена непротиворечивость и сопоставимость данных из этих источников.

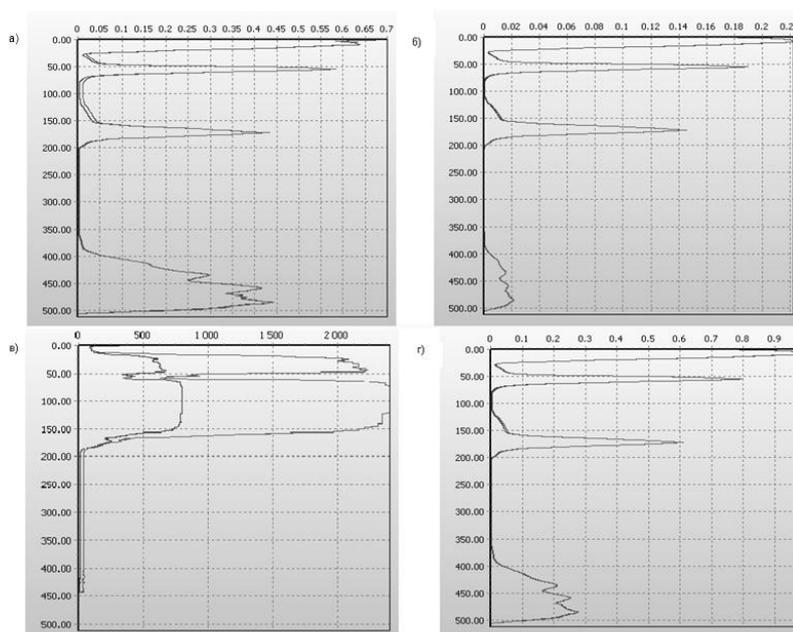


Рис. 2. Сравнение геолого-статистических разрезов от кровли геологической и релампифицированной моделей по свойствам: а) – песчаность; б) – пористость, в) – проницаемость; з) – насыщенность

При адаптации ГДМ наблюдается многовариантность комбинаций исходных параметров, которые приводят к одному и тому же результату – адаптации модели, что в свою очередь обуславливает множество вариантов динамики прогнозных технологических параметров разработки. Одним словом, данную ситуацию можно охарактеризовать как неопределенность, которая заключается в корректности построения ГМ, качестве исходных данных, а также зависит от специалиста по ГДМ – его субъективного взгляда на процессы и факторы, влияющие на них.

В области совершенствования процесса адаптации рекомендуется особое внимание уделять геологическому строению месторождения и способам его учета в ГМ (структурные построения, распространение свойств, выделение типов коллекторов по гидравлическим характеристикам и их пространственная связь).

Однако при корректировке входных параметров при адаптации ГДМ нецелесообразно требовать абсолютно точного совпадения фактических и модельных показателей, которое если и будет достигнуто, то ценой существенного искажения геологических параметров или, к примеру, фазовых проницаемостей. А это может привести к существенным ошибкам при прогнозе [1].

Литература

1. Закаревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. - М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с.

ВЛИЯНИЕ УФ-ОБЛУЧЕНИЯ ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ И ПНГ НА ВЫХОД И СЕЛЕКТИВНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Р.А. Трегубкин¹, М.В. Ерофеев², Е.К. Коломин¹

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

¹Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,

²Институт сильноточной электроники СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время необходимость утилизации огромных выбросов газообразных углеводородов в регионах добычи нефти и газа для улучшения и сохранения экологической обстановки и решения проблем энерго- и ресурсосбережения является актуальной задачей современной нефте-, газодобывающей и нефтехимической промышленности. До недавнего времени значительная часть углеводородных компонентов природного, попутного нефтяного (ПНГ) и нефтезаводских газов использовались лишь в качестве технологического топлива или просто сжигались на факелах и не находила применения для синтеза химических продуктов. Только в России, по ряду оценок, из 500 – 600 млрд м³/год добываемого природного газа 20 млрд м³/год ПНГ сжигается на факелах. Причем сжигаемые ПНГ содержат от 30 до 75 % углеводородов C₃-C₅, а из одной тонны этих газов можно получить полезных продуктов на сумму до 750 долларов США. Поэтому более рациональным и экономически оправданным вариантом использования ПНГ C₂-C₅ является их химическое превращение на катализаторах в стабильную фазу – углеводородную жидкость или сухой газ.

Одним из перспективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов может быть их переработка в низшие олефины, ароматические углеводороды и моторные топлива на цеолитных наноконкомпозитных катализаторах.

Целью нашей работы является исследование влияния УФ-облучения цеолитных наноконкомпозитных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов из ПНГ.

Цеолитные катализаторы ЦКЕ-Г получали гидротермальной кристаллизацией исходных алюмокремнегелей при 170–175 в течение 2–4 сут. в присутствии органической структурообразующей добавки гексаметилендиамина. По данным рентгенофазного анализа и ИК-спектроскопии полученные цеолиты относятся к высококремнеземным цеолитам типа MFI или по старой цеолитной классификации ZSM-5.

Каталитические свойства ЦКЕ-Г осуществляли на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора при 500–650, объемной скорости подачи УВ сырья (ПНГ) 240 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Исходный углеводородный состав ПНГ, мас. %: метан – 0,65; этан – 6,24; пропан – 79,00 и бутаны 8,86.

Углеводородный состав исходного сырья и продуктов конверсии ПНГ мы определяли газохроматографическим методом на хроматографе марки «Хроматэк–Кристалл 5000.1», разделение газообразных углеводородов осуществляли на набивной колонке (внутренний диаметр 3 мм, длина 3 м), наполненной 8 % NaOH/Al₂O₃ (детектор – катарометр), жидких продуктов – на капиллярной колонке (длина 30 м, кварц), с нанесенной неподвижной фазой SE-30. Количественный анализ продуктов конверсии ПНГ осуществляли по программе «Хроматэк аналитик 2.5». В экспериментах использовалась KrCl – коаксиальная эксиллампа барьерного разряда с длиной волны 222 нм, разработанная в Институте сильноточной электроники СО РАН. Перед экспериментом цеолитсодержащие катализаторы подвергались предварительной активации с помощью УФ-облучения KrCl – коаксиальной эксиллампой в течение 15–45 мин.

Проведенное нами исследование влияния температуры на состав продуктов конверсии ПНГ на исходном цеолитном катализаторе 50 % Н-ЦКЕ-Г (M = 30) + 50 % Н-ЦКЕ-Г (M = 90) позволило установить, что с ростом температуры процесса с 500 до 650 °С и объемной скорости подачи ПНГ 240 ч⁻¹ выход жидких углеводородов из ПНГ растет с 5,6 до 23,5 %, а степень конверсии ПНГ увеличивается с 40,09 до 97,84 % (табл.).

Основными продуктами среди жидких углеводородов являются бензол, толуол и ксилолы, выход бензола с ростом температуры увеличивается от 8,807 % при 500 °С до 32,285 % при 650 °С. Среди газообразных продуктов основными углеводородами являются метан и этан, выход которых с ростом температуры процесса конверсии ПНГ увеличивается и суммарный выход метана и этана (сухой газ) при 650 °С 85 %, которые могут быть использованы для топливных целей или поставляться в магистральных газопроводах с природным газом. С ростом температуры процесса основными реакциями конверсии ПНГ являются реакции крекинга с образованием метана и этана и реакции дегидроциклизации пропана и бутана с образованием алкилароматических углеводородов C₆-C₉. Необходимо также отметить, что с ростом температуры выход поликонденсированных соединений (нафталиновые производные) снижается, по-видимому, за счет протекания реакций dealкилирования углеводородов C₁₀-C₁₂ с образованием более простых и стабильных ароматических углеводородов C₆-C₉.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии ПНГ на исходном катализаторе 50 % Н-ЦКЕ-Г (М = 30) + 50 % Н-ЦКЕ-Г (М = 90) и подвергнутом УФ-облучению ($\lambda = 222$ нм), при объемной скорости подачи сырья 240 ч^{-1}

Название / температура	500	500 (УФ)	550	550 (УФ)	600	600 (УФ)	650	650 (УФ)
Масса газовой фазы, мас. %	94,4	94,3	83,2	84,6	78,1	81,4	79,3	76,5
Масса газовой фазы, мас. %	5,6	5,7	16,8	15,4	18,6	21,9	20,7	23,5
Метан	15,1	14,67	32,1	31,73	49,54	47,08	59,49	59,55
Этан	17,73	17,44	24,82	24,7	27,11	26,13	24,45	24,55
Этилен	1,62	1,63	3,8	3,9	6,71	7,01	9,1	9,14
Пропан	56,18	57,68	32,57	33,75	11,5	13,61	2,79	2,78
Пропилен	1,72	1,76	3,03	3,15	3,53	3,87	2,92	2,98
и-бутан	2,54	2,63	1,1	1,13	0,22	0,25	0,03	0,01
н-бутан	2,96	3,05	1,19	1,25	0,25	0,3	0,05	0,02
Состав жидкой фазы, мас. %								
бензол	8,807	8,684	14,403	13,997	22,063	21,622	33,497	32,285
толуол	35,374	36,240	39,520	39,074	39,657	42,583	37,081	36,513
этилбензол	2,654	2,935	2,577	2,529	2,188	2,342	1,703	1,694
п,м-ксилолы	20,163	23,332	18,691	18,647	13,233	13,725	7,747	8,273
о-ксилол	6,310	7,190	6,143	6,119	4,517	4,619	2,750	2,933
м-этилтолуол	0,069	0,081	0,069	0,068	0,043	0,069	0,048	0,025
мезителен	0,133	0,156	0,150	0,148	0,097	0,104	0,051	0,055
псевдокумол	1,296	0,727	1,521	0,697	0,934	0,455	0,440	0,235
C ₉ -арены	0,023	0,093	0,034	0,123	0,039	0,156	0,044	0,215
1,2,3-триметилбензол	0,604	1,568	0,704	1,515	0,437	0,975	0,208	0,497
м-диэтилбензол	0,602	0,754	0,686	0,706	0,342	0,329	0,128	0,151
C ₁₀ -арены	0,044	0,045	0,052	0,041	0,064	0,039	0,085	0,035
1,2-диметил-3-этилбензол	0,352	0,412	0,431	0,427	0,289	0,298	0,154	0,175
C ₁₁ -арены	1,025	0,893	1,264	1,032	1,452	1,121	1,854	1,256
1,3,5-триметил-2-этилбензол	1,586	1,976	1,980	2,005	1,039	1,000	0,429	0,503
нафталин	5,917	3,011	2,955	2,600	3,976	2,868	4,625	4,815
δ -метилнафталин	4,103	2,760	2,198	2,407	2,917	1,869	2,551	2,755
α -метилнафталин	2,014	1,158	0,980	1,034	1,355	0,836	1,208	1,293
δ -этилнафталин	0,033	0,038	0,008	0,019	0,013	0,008	0,014	0,016
α -этилнафталин	0,327	0,269	0,124	0,183	0,189	0,111	0,170	0,174
2-диметилнафталин	0,424	0,360	0,196	0,232	0,298	0,142	0,252	0,231
Степень конверсии, %	40,09	41,57	69,33	71,12	88,50	90,64	97,72	97,84

Авторами установлено что под действием УФ-облучения цеолитного катализатора Н-ЦКЕ, по сравнению с процессом без УФ-обработки, происходит повышение выхода ароматических соединений на 3–5 % (табл.). Такой характер протекания процесса можно объяснить тем, что под действием УФ-излучения, происходит частичный разрыв связей Si – O тетраэдров SiO₄ в цеолитной кристаллической решетке с образованием льюисовских кислотных центров. На это также указывают данные исследования кислотных свойств цеолитсодержащих катализаторов под действием УФ-облучения. Было установлено, что под действием УФ-облучения цеолитного катализатора Н-ЦКЕ-Г происходит значительное увеличение концентрации

льюисовских слабокислотных центров, что приводит к повышению активности цеолитного катализатора и выходу алкилароматических углеводородов C_6-C_9 .

Таким образом, проведенные нами исследования по конверсии ПНГ на цеолитных наноконструктивных катализаторах показали, что под действием УФ-облучения цеолитного катализатора Н-ЦКЕ, по сравнению с процессом без УФ-обработки, происходит повышение активности и селективности образования ароматических соединений на 3–5 %.

ВЫПОЛНЕНИЕ ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Устинов, П.В. Анпилогов, Д.А. Малахов

Научный руководитель доцент А.Н. Щипунов

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Для выполнения земляных работ при обустройстве нефтегазовых месторождений в настоящее время применяются экскаваторы траншейные цепные бесковшовые (ЭТЦБ). Они прорезают различные по сечению (ширине и глубине) траншеи, как в мерзлых грунтах, так и в прочных горных породах, для использования в различных целях.

Основными параметрами этих траншей является ширина B и глубина H (определяемые шириной и длиной исполнительного органа ЭТЦБ). В настоящее время для определения главных параметров ЭТЦБ нет единой методики, а также отсутствуют рекомендации по параметрическому ряду (с учетом главных параметров B и H) и их потребностью для производственных нужд.

На основании вышеизложенного считаем целесообразным рассмотреть более подробно влияние технологических факторов на выбор главных параметров ЭТЦБ при различном их использовании.

Магистральные трубопроводы для транспортирования жидкого и газообразного углеводородного сырья. Для этого вида транспортных артерий размеры и профили траншей устанавливаются проектом в зависимости от типа и назначения, глубины промерзания, диаметра труб и других специфических условий [4, 5, 6].

В зависимости от типа грунта, в котором прокладывается трубопровод, глубина траншеи будет зависеть от основного показателя $d_{тр}$ – условного диаметра трубопровода. Заглубление этих трубопроводов в дополнение к указанным требованиям определяется также с учетом оптимального режима перекачки и свойств перекачиваемых продуктов в соответствии с указанными в нормах технологического проектирования.

Укладка кабеля в траншеи. Все виды работ по укладке силового электрического кабеля, напряжением до 35КВ включительно, выполняются в соответствии с инструкцией [2].

Глубина заложения кабеля напряжением до 35КВ должна составлять от планировочной отметки не менее 0,8 м, а при пересечении улиц – 1,2 м. Для укладки нескольких телефонных бронированных кабелей емкостью от 10 до 600 пар с наружным диаметром от 17 до 62 мм необходима траншея шириной не менее 150 мм и глубиной 1,2 м.

Водоснабжение и водоотведение. Для обеспечения территории месторождений нефти и газа водой применяется система водоснабжения и водоотведения трубами различного диаметра.

Главным условием при определении глубины заложения водопроводно-канализационных коллекторов является предохранение от отрицательных температур. Поэтому выполняемые земляные работы в обязательном порядке должны учитывать глубину промерзания не только для различных районов, но и в пределах одного района.

С учетом глубины промерзания $H_{рз}$ (м) и диаметра труб $d_{тр}$ (мм), глубина монтажа трубопровода H (м) в проектное положение определяется [5]: $d_{тр} =$ от 50 до 300 мм $H = H_{рз} + d_{тр} + 0,2$; $d_{тр} =$ от 300 до 600 мм; $H = H_{рз} + 0,7d_{тр}$; $d_{тр} =$ более 600 мм; $H = H_{рз} + 0,5d_{тр}$.

Отличительной особенностью прокладки канализационных коллекторов от водопроводных является их меньшая глубина заложения. Это обусловлено тем, что даже в самое холодное время года температура воды при ее сливе не опускается ниже $+7^\circ\text{C}$, поэтому глубина заложения H (м), рассчитывается по формуле [1]

$$H = H_{рз} - h, \quad (1)$$

где $H_{рз}$ – расчетная глубина промерзания, м; h – величина снижения заглубления трубопроводов, рекомендуемая для труб диаметром до 500 мм $h = 0,3$ м, а более 500 мм $h = 0,5$ м. Эти трубы устанавливаются в проектное положение в траншеях различной ширины в соответствии с требованиями [5].

Основания зданий и сооружений. При проектировании фундаментов глубина их заложения зависит от типа фундамента и нормативной глубины его заложения.

Минимальная глубина заложения фундамента (м) определяется по рекомендациям [5]

$$H_{ф} = m_1 \cdot H_n, \quad (2)$$

где m_1 – коэффициент влияния температурного режима здания на промерзание грунта, принимается $m_1 = 0,8-1,2$; H_n – нормативная глубина промерзания, м.

Нормативная глубина промерзания (м) определяется из выражения [1]

$$H_n = (23 \sqrt{\sum T_m} + 2) \cdot 10^{-2}, \quad (3)$$

где $\sum T_m$ – сумма среднемесячных отрицательных температур, принятая по данным многолетних наблюдений.

Для работ в особо прочном грунте могут использоваться ЭТЦБ, которые нарезают узкие траншеи, как в продольном направлении фундамента по его ширине (при промерзании до 1 м), так и поперечных, при большей

глубине промерзания, с возможностью удаления блоков грунта ковшем гидравлического одноковшового экскаватора с погрузкой в транспортные средства или в отвал.

Метод решения задачи. Для определения трудности разработки мерзлых грунтов В.Б. Лещинер, С.М. Кравченко при участии А.Н. Щипунова, было произведено районирование территории России по глубине промерзания грунтов. В результате обработки данных 900 метеостанций было установлено, что наиболее характерными можно выделить девять районов (рис.) отличающимися условиями промерзания грунтов (табл. 1) [3].

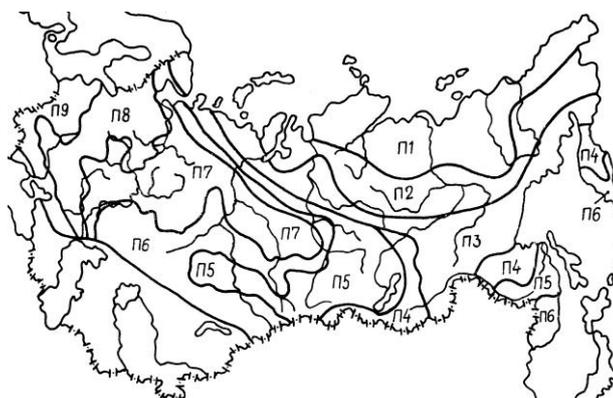


Рис. Схематическая карта районирования мерзлых грунтов по условиям промерзания

Границы районов, являющиеся изолиниями показателя A_n , определены из условий существенной, в статистическом смысле, разницы между показателями A_n в географических областях.

В Западной Сибири и некоторых областях Восточной Сибири толщина снежного покрова в 2–3 раза больше чем в Поволжье и Центральной России. В связи с этим, несмотря на более низкие зимние температуры воздуха в Сибири, по комплексному показателю A_n грунты ее областей в ряде случаев оказываются в одном районе с грунтами областей Европейской России.

Таблица 1

Показатели промерзания грунтов

Индекс района	Показатель A_n	Глубина сезонного протаивания, м	Макс. глубина сезонного промерзания, м	Средние значения за зимний период года		Кол-во месяцев
				H_n , м	t , °С	
П1	70–100	1,3	-	-	- 8,2	12
П2	50–70	2,0	-	-	- 4,6	12
П3	30–50	4,0–4,5	-	-	- 3,2	11
П4	20–30	-	4,5	2,7	- 3,0	8
П5	10–20	-	2,6	1,6	- 2,8	5–7
П6	5–10	-	1,5	1,0	- 2,1	4–6
П7	2–5	-	0,9	0,7	- 1,2	4–6
П8	1–2	-	0,5	0,4	- 1,0	4
П9	≤ 1	-	0,4	0,3	- 0,7	3–4

Районы П1–П4 находятся в области распространения вечномерзлых грунтов и представляют наибольшую трудность для разработки по условиям промерзания.

Трудность разработки постепенно убывает от района П1 к району П9. Районирование позволяет прогнозировать вышеуказанные параметры ЭТЦБ для более эффективного их использования. Кроме того, следует отметить, что в настоящее время на государственном уровне принято решение проведения нефтегазопровода Западная Сибирь – Тихий океан, пересекающий большинство районов трудно разрабатываемых грунтов, как однородных, так и с включениями.

С другой стороны, необходимо связывать эти зоны с численностью населения. Это обусловлено тем, что производство земляных работ связано с развитием более густонаселенных территорий. Для этих целей воспользуемся данными [1] и увяжем их с зонами районирования мерзлых и вечномерзлых грунтов (табл. 2).

Одним из основных факторов, определяющим глубину копания, является глубина промерзания грунта, определяющая трудность разработки.

Трудность разработки мерзлых грунтов в различных природно-климатических зонах, в зависимости от условий промерзания, можно оценить посредством показателя [3]

$$A_{\Pi} = \sum_{i=1}^{n_m} (H_{mi} \sqrt{t_i}), \quad (4)$$

где t_i – среднее абсолютное значение температуры разрабатываемой толщи мерзлого грунта в каждом зимнем месяце; H_{mi} – глубина промерзания в каждом зимнем месяце, m ; n_m – количество зимних месяцев в году.

Таблица 2
Распределение численности населения России по зонам районирования мерзлых грунтов

Зона	Средняя плотность населения, 1 чел./км ²	Общая площадь зоны, тыс. км ²	Численность населения, тыс. чел.	Численность населения, %
П1	0,15	2 360	354,0	0,24
П2	0,33	2 080	686,4	0,47
П3	1,06	2 760	2 925,6	2,00
П4	2,28	960	2 188,8	1,50
П5	6,82	2 800	19 096,0	13,29
П6	36,7	6 115,4	121 077,2	82,5
П7				
П8				
П9				

Выводы. Анализируя рассматриваемые районы П1, П2, П3, П4 по зависимостям (1, 2, 3, 4) можно заключить, что эта территория находится в области распространения вечномерзлых грунтов и является менее населенной. Здесь сконцентрировано 5 % от общего количества населения этих районов. В зоне П5 глубина промерзания 2,6 м, проживает 13,29 %, а в зонах П6, П7, П8, П9, где глубина промерзания составляет 1,5 м проживает 82,5 % населения. С другой стороны, при высокой плотности населения развивается более интенсивно промышленное производство, поэтому возрастает необходимость разработки грунтов для нужд промышленности и строительства.

Для обеспечения промышленной безопасности работ, проводимых при прокладке магистральных нефте-газопроводов, потребность в ЭТЦБ способных выполнять траншеи в мерзлых грунтах на глубину 1,5 м составит примерно 85 % от общего количества производимых машин данного класса и только 15 % машин способных разрабатывать грунты на глубину 2,6 м.

Применение этих результатов на практике позволит точно и правильно проектировать и производить траншеескопатели для эксплуатации в условиях быстро развивающейся энергоемкой промышленности нашей страны

Литература

1. Атлас. География России, население и хозяйство. – М.: Изд-во «Дрофа», 2005. – 48 с.
2. ВСН 116-93. Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи. – М.: Гипросвязь, 1993. – 38 с.
3. Лещинер В.Б. Совершенствование инструмента для резания мерзлых грунтов. – Томск: Изд-во ТГУ, 1991. – 214 с.
4. ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.2003 № 80. – Екатеринбург: ИД «Урал-ЮриИздат», 2007. – 112 с.
5. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 64 с.
6. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 50 с.

ОПТИМАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ИНТЕГРИРОВАННАЯ С АНАЛИЗОМ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

М.Ф. Файзуллин

Научный руководитель doctor David E. Tipping

ОАО «Тюменнефтегаз», группа компании ТНК-ВР, г. Тюмень, Россия

Основной задачей данной работы являлся анализ предложенного сценария разработки и конечных финансово-экономических показателей проекта, противопоставленных рискам путем комплексной оценки неопределенностей методом Экспериментального Дизайна. Главным приоритетом на данном этапе оценки месторождения было сфокусироваться на потенциале добычи нефти из пласта, минимизировав скважинные и поверхностные ограничения.

Поэтому первоначально была детально изучена сложная геологическая архитектура залежей, что позволило выявить факторы, значительно влияющие и способствующие добыче. Таким образом, было обозначено присутствие на территории месторождения двух различных по своему генезису нефтеносных зон:

дельтовых песчаников волновой природы и отложений нижележащей врезанной долины, включившей в себя русловые отложения и отложения приустьевых баров. Комплекс геологических и сейсмических данных позволил определить латеральную неоднородность простирания зон, ориентировочные размеры объектов [4] и основное направление процессов осадконакопления, что в значительной степени повлияло на последующую ориентацию системы разработки и выбора плотности сетки скважин. Анализ седиментологических и петрофизических особенностей показал наличие песчаников с хорошими коллекторскими свойствами, характеризующихся изменением проницаемости в 2–3 раза при тех же значениях пористости. Кроме того, оценка степени насыщения коллекторов была усугублена мощной переходной зоной: изменения капиллярного давления по керну указали, что переходная зона изменяется от 10 до 90 м. В результате был сформирован целый ряд неопределенностей с потенциальным отрицательным влиянием на начальные геологические запасы и коэффициент извлечения нефти.

Результаты концептуального моделирования позволили определить, что при вертикальной расстановке скважин наилучший коэффициент соотношения добывающих и нагнетательных скважин лежит между 1-1 и 1-2, что позволило продолжить анализ, рассматривая лишь три системы разработки. Основным ограничением для выбора вариантов послужила плотность сетки скважин уже ранее утвержденной схемы (порядка 16 га/скваж.), не показавшей высокой эффективности извлечения нефти и гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Выбранные после концептуального моделирования варианты были проанализированы как аналитически с использованием характеристик вытеснения [1], так при помощи построенной гидродинамической модели. Окончательные сравнительные результаты были дополнены финансово-экономическими показателями реализации проекта, что в итоге и определило выбор оптимальной стратегии.

Большинство проектов разработки в настоящее время основывается на прогнозных параметрах, полученных в результате гидродинамических моделей. Построение такого рода аналогов реальных резервуаров сопровождается целым рядом субъективных факторов: интерпретация сеймики и каротажных кривых, построение корреляционных зависимостей ядерного анализа и моделей PVT свойств, и т.д. В итоге, при прохождении полного цикла (от статической модели до финансовой) конечные показатели иллюстрируют эффективность и рентабельность проектов и имеют огромное влияние на процесс принятия решений. Анализируемые стратегии разработки имеют высокую степень неопределенности, так как зависят от геологических и фильтрационных характеристик, которые невозможно определить с достаточной степенью точности [2].

Таблица 1

Параметры влияющие на прогноз добычи и их вариация

Параметр	Минимум	Среднее	Максимум
Проводимость разломов, усл. ед.	0	0	1
Зеркало свободной воды, (абс. гл., м)	-1477	-1472	-1465
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	0,24	0,28	0,36
К-т вязкости нефти	0,7	1	1,3
Изм. объемный к-та нефти	0,97	1	1,03
К-т растворимости газа	0,9	1	1,1
Отношение kv/kh, доли ед.	0,05	0,1	0,15
Ширина комплекса латеральной акреции, м	-500	4000	+500
К-т проницаемости	0,9	1	1,1
Проницаемость врезанной долины	0,9	1	1,1
Изм. к-та песчанности	0,9	1	1,1

В связи с этим, предложенный вариант был подвергнут критической оценке коллекторских, динамических, а также финансово-экономических неопределенностей.

Неопределенность в положении ВНК составила порядка 4 м из-за небольшой мощности песчаных тел и сложной литологической характеристикой, значительно повлиявших на результаты интерпретации каротажных кривых.

Для более точного описания поведения флюидов в пласте использовалась модель «живой нефти». Однако построение связей PVT свойств крайне зависит от репрезентативности проб и точности лабораторных приборов. Поэтому модели поведения вязкости нефти, ее объемного коэффициента и растворимости газа также были подвергнуты критической оценке [3].

Сложная литология окружающих алевролитов, их дисперсность и слоистость оказывали существенное влияние на точность определения эффективных толщин и соотношения вертикальной и горизонтальной проницаемостей (k_v/k_h).

Для реализации задачи была использована современная и эффективная методика Экспериментального Дизайна в комплексе со статистическими методами анализа данных. Таким образом, были выбраны 11 геологических и динамических параметров, такие как размер песчаных тел, остаточная нефтенасыщенность, модели PVT свойств (табл. 1), а также были оценены вариации параметров, что немаловажно для эффективной и репрезентативной оценки. Применение техники Экспериментального Дизайна Плакетта-Бермана позволило

сократить количество реализации с 2^{11} до 12, что значительной степени позволило сэкономить временные и финансовые затраты. Добыча при использовании данного алгоритма линейно реагирует на параметры, вариация которых характеризуется лишь критическими значениями.

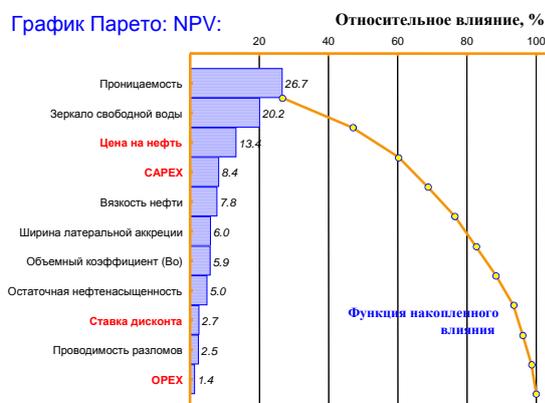


Рис. 1. График Парето ранжирует относительное влияние 11-ти параметров

Использование данного подхода позволило определить параметры, имеющие наибольшее влияние на процесс извлечения нефти и дополнить их четырьмя экономическими характеристиками проекта. К полученной комбинированной системе значений была применена техника Центрально-композитного Дизайна для более точного определения взаимодействия между параметрами и определения их влияния на конечную рентабельность проекта (рис. 1).

В результате с помощью множественной регрессии были созданы аналоговые модели, воспроизводящие поведение коэффициента извлечения нефти и NPV в зависимости от анализируемых параметров.

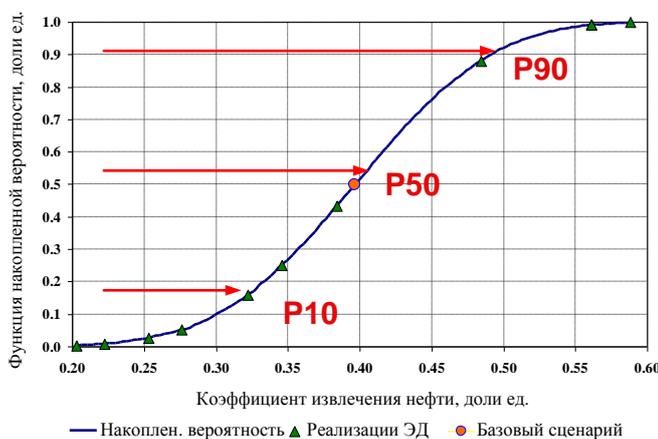


Рис. 2. Вероятностное распределение КИН (5-ти точечная 400 м система разработки)

Таким образом, были получены значения коэффициента извлечения нефти и NPV по предложенному сценарию при возможных вариантах реализации проектных решений (P10, P50 и P90), что сыграет немаловажную роль при дальнейшей работе над месторождением и итоговом принятии решения.

Литература

1. Craig F.F.Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1993.
2. Tipping D.E.: "Enhancing Field Management in Siberia by Quantifying Production Uncertainties", SPE 101808-MS.
3. Maisingset K.K.: "Uncertainties in fluid description for reservoir modelling", Oct. 1999, SPE Res. Ev. — vol.2, — №.5.
4. Reynolds A.D.: "Dimension of paralic sandstone bodies", AAPG Bulletin, — V. 83, — №.2, — February 1999.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕГАЗОСЕПАРАТОРОВ

О.В. Фоминых

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Разгазирование скважинной продукции производится на нескольких ступенях сепарации, причем чем больше ступеней, тем больше выход нефти. Отделенный на первой ступени сепарации попутный газ, содержащий преимущественно легкие углеводородные компоненты, имеет достаточное давление для последующей транспортировки и переработки. Выделившийся на последующих ступенях газ, содержащий значительное количество пропан-бутановых и пентановых фракций, имеет низкое давление, в связи с чем мало пригоден для дальнейшей переработки и зачастую сжигается на факелах. Различие составов нефтей по месторождениям не учитывается при подборе термобарических режимов сепарации, что приводит к увеличению потерь ценных фракций. Уменьшить содержание ценных компонентов в попутном нефтяном газе низкого давления возможно путем оптимизации режимов работы нефтегазосепараторов.

Расчет процессов сепарации проводится по известным методикам, однако наибольшую погрешность в расчеты вносит значение константы фазового равновесия, которая определяет распределение компонента между паровой и жидкой фазой в условиях термодинамического равновесия. Сепарация нефти от газа на многих дожимных насосных станциях месторождений Западной Сибири проходит в две ступени со следующими режимами работы I ступень – 0,6 МПа, 15 °С; II ступень – 0,5 МПа, 15 °С. При таких условиях сепарации выделяющийся газ и дегазированная нефть подчиняются законам идеального раствора [1]. Тогда константа фазового равновесия может быть определена как отношение мольной доли компонента в газовой фазе к отношению мольной доли этого же компонента в жидкой фазе, то есть

$$K_i = \frac{y_i}{x_i}, \quad (1)$$

где y_i – мольная доля компонента в газовой фазе, x_i – мольная доля компонента в жидкой фазе.

Для расчета константы при таких условиях можно воспользоваться совместным решением законов Дальтона и Рауля

$$y_i = \frac{p_i}{\pi} \cdot x_i = K_i x_i \Rightarrow K_i = \frac{p_i T}{\pi}, \quad (2)$$

где π – давление в системе, $p_i T$ – парциальное давление i – того компонента.

Для расчета давления насыщенных паров метана, так как его не существует при температурах, больших критической [2], рекомендуется использовать трехпараметрическое уравнение Антуана, с коэффициентами представленными в [3], однако уравнение (3) рекомендуется применять лишь для давлений до 0,4 МПа, при давлениях до 1 МПа, уравнение (3) дает погрешность порядка 2–3 %

Таблица 1

Компонентный состав пластовых нефтей месторождений
ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»

Компоненты	Наименование месторождения					
	Новоюганское	Крайнее	Муравьевское	Валдайское	Сугутское	Спорышское
CO ₂	0,01	0,21	0,1	0,04	0	0,32
N ₂	0,12	0,52	0,47	0,34	0,33	0,44
CH ₄	27,22	26,01	24,48	27,75	26,28	29,26
C ₂ H ₆	9,06	2,36	1,57	6,8	1,03	2,95
C ₃ H ₈	9,73	5,42	3,64	11,82	1,49	5,8
n-C ₃ H ₁₀	1,42	1,9	2,76	3,14	1,31	1,3
n-C ₄ H ₁₀	4,95	4,27	3,71	5,71	2,12	4,05
n-C ₅ H ₁₂	1,69	1,9	2,06	2,27	1,12	1,55
n-C ₆ H ₁₄	2,83	2,57	2,29	2,57	1,45	2,5
C ₆₊	42,97	54,84	58,92	39,56	64,89	51,8

Давление насыщенного пара определяется

$$\ln P = A - \frac{B}{C + t} \quad (3)$$

где P – давление, A, B, C – коэффициенты, характерные для каждого углеводорода в определенных пределах температуры, t – температура, °С. Таким образом, выражение 3 для расчета константы фазового равновесия примет вид

$$K = \frac{e^{\frac{A-B}{C+P}}}{P} \quad (4)$$

где P – давление в системе.

Приведенные выше уравнения позволяют получить наиболее точные, для термобарических условий промышленной сепарации нефти от газа, значения констант фазового равновесия и, исходя из полученных значений, предложить оптимальные условия сепарации для конкретных составов нефтей.

Таблица 2

Содержание легких углеводородных компонентов в отгоняемом газе

Компоненты	Мольная доля в отгоняемом газе					
	Новогоднее	Крайнее	Муравленковское	Вынгапуровское	Сугмутское	Спорышевское
CO ₂	0,00198	0,01244	0,01276	0,0055	0,0086	0,0092
N ₂	0,00022	0,00636	0,00338	0,0009	0	0,0085
CH ₄	0,59380	0,77619	0,81842	0,5956	0,892	0,7683
C ₂ H ₆	0,20454	0,06374	0,04534	0,1517	0,0299	0,0734
C ₃ H ₈	0,13007	0,07396	0,05002	0,1578	0,0205	0,0785
и - C ₄ H ₁₀	0,01187	0,01511	0,0216	0,0264	0,0102	0,0106
н - C ₄ H ₁₀	0,03142	0,02516	0,02134	0,0365	0,0122	0,0247
и - C ₅ H ₁₂	0,00344	0,00341	0,00355	0,0047	0,0019	0,0029
н - C ₅ H ₁₂	0,00407	0,00323	0,00276	0,0037	0,0017	0,0033
C ₆₊	0,01853	0,02043	0,02098	0,0173	0,0231	0,0206
Σ C₃ и выше	0,199	0,141	0,120	0,246	0,070	0,141

Таблица 3

Результаты оптимизации процесса сепарации

Компоненты	Мольная доля в газе	
	Новогоднее (1 ступень 20 °С, 0,6 МПа)	Вынгапуровское (1 ступень 20 °С, 0,6 МПа)
CO ₂	0,00232	0,0064622
N ₂	0,00021	0,0008063
CH ₄	0,61894	0,6190495
C ₂ H ₆	0,18810	0,1390187
C ₃ H ₈	0,12209	0,1478338
и - C ₄ H ₁₀	0,01142	0,0253429
н - C ₄ H ₁₀	0,03050	0,0354158
и - C ₅ H ₁₂	0,00345	0,0046892
н - C ₅ H ₁₂	0,00410	0,0037773
C ₆₊	0,01878	0,017564
Σ C₃ и выше	0,19033	0,23462
% снижения	4,55	4,73

В настоящее время при проектировании систем подготовки скважинной продукции используют значения констант фазового равновесия, рассчитанные по номограммам Уина [4]. При этом расчеты проводятся таким образом, чтобы минимизировать долю отгона с газом легких фракций углеводородов, однако не учитывается компонентный состав продукции.

Проведем расчет процесса двухступенчатой сепарации с применением констант фазового равновесия полученным из выражения (4) для различных составов нефтей. Показателем эффективности сепарации будет суммарное содержание компонентов C₃ и выше в отгоняемом газе.

Из табл. 2 видно, что содержание легких углеводородных фракции в отгоняемом газе после двухступенчатой сепарации значительно отличается по месторождениям. В этой связи, при подготовке скважинной продукции различных месторождений не рекомендуется применять одинаковые термобарические условия сепарации, для более эффективного использования углеводородного сырья при расчетах процессов

подготовки нефти необходимо выбирать давления и температуры сепарации, позволяющие минимизировать унос компонентов от C_3 и выше.

Оптимизация работы сепараторов путем повышения температуры первой ступени сепарации лишь на $5^\circ C$ позволило сократить потери ценных фракции почти на 5 %. Как показали проведенные исследования потери можно сократить почти на 20 %, для этого необходимо оптимизировать процесс сепарации на всех ступенях, при этом определяющим параметром является компонентный состав нефти. В связи с меняющимся в процессе разработки составом необходимы исследования компонентного состава в процессе разработки месторождения, для оперативной корректировки режимов работы оборудования.

Литература

1. Гуревич Г.А., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов (Обзор зарубежной литературы). – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – 132 с.
2. Ю. Намиот Фазовые равновесия в добыче нефти. – М.: Недра, 1976. – 183 с.
3. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
4. Рекомендации по автоматизации выбора констант равновесия углеводородных систем на ЭЦВМ. Таблицы констант равновесия. Министерство газовой промышленности, ВНИИгаз, Северо-Кавказский филиал – М., 1972. - 152 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТОВ ББ СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.Н. Чумаков, П.Ю. Илюшин

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет г. Пермь, Россия

Продуктивные пласты бобриковского горизонта (Бб₁, Бб₂, Бб₃, Бб₄) – основной объект разработки Сибирского нефтяного месторождения. На 01.01.2009 за весь период разработки (с 1995 г.) из залежи отобрано 37,5 % начальных извлекаемых запасов нефти, что составило 99,28 % от проектного значения, при этом в 2007 – 2008 гг. добыча нефти отставала от проектных показателей на 7,3 %. Для 51 % добывающих скважин коэффициент продуктивности за последние два года уменьшился практически в два раза, что связано, очевидно, с энергетическим состоянием залежи. Пластовое давление на 01.01.2009 г. снизилось на 6,4 МПа по сравнению с начальным, за 2007–2008 гг. пластовое давление уменьшилось на 0,4 МПа.

Улучшение показателей разработки пластов Бб может быть достигнуто за счет проведения на скважинах геолого-технических мероприятий (ГТМ) и интенсификации системы ППД.

Для выбора скважин и технологий при проведении ГТМ выполнен анализ данных гидродинамических исследований добывающих скважин за период с 2006 г. и результатов работ по увеличению производительности скважин за период с 1995 г. Выделено пять скважин, для которых при снятии кривых восстановления давления (уровня) установлено снижение проницаемости пласта в околоскважинных зонах (скин-фактор от 10,5 до 72,9). С учетом результатов проведенных на скважинах геолого-технических мероприятий лучшие технико-экономические показатели получены при гидроразрыве пласта с предварительным проведением гидроразрывной перфорации (около 3800 т дополнительно полученной нефти в расчете на одну операцию), при перфорации на депрессии (3990 т) и при повторной перфорации (10490 т). На нагнетательных скважинах успешными были кислотные обработки с применением состава КСПЭО для терригенных коллекторов.

При детальном анализе состояния выработки запасов нефти по отдельным элементам залежи, данных геофизических и гидродинамических исследований определены 7 добывающих и 3 нагнетательных скважины для проведения геолого-технических мероприятий по воздействию на продуктивные пласты (табл.).

Предварительная оценка, проведенная нами, показала, что проведение предлагаемых ГТМ при сниженных пластовых давлениях не обеспечит достижения проектных показателей разработки залежи. Для улучшения энергетического состояния залежи рассмотрен вопрос о переводе части добывающих скважин под нагнетание воды в пласт. С учетом показателей работы скважин, распределения по площади эффективных толщин и пластовых давлений определены в качестве кандидатов для такого перевода скв. №№ 148, 362 и 534.

С помощью гидродинамических моделей залежи нами выполнены расчеты по оценке эффективности проведения ГТМ и перевода трех добывающих скважин в категорию нагнетательных. Расчеты выполнены для трех вариантов:

Первый вариант (базовый) – месторождение разрабатывается при текущем состоянии разработки.

Второй вариант - с учетом предлагаемых геолого-технических мероприятий (табл. 1).

Третий вариант – с учетом перевода скважин 362, 534 и 148 под нагнетание (с предварительным проведением в этих скважинах ГРП) и проведения геолого-технических мероприятий в соответствии с вариантом 2. На рис. 1 и 2 представлены результаты оценки показателей разработки залежи пластов Бб на период до 2029 г. по вариантам.

По результатам моделирования нам удалось сделать вывод о том, что только при проведении ГТМ (табл.) задача увеличения отборов нефти до проектных значений не решается. В случае перевода трех скважин под закачку и проведения ГТМ (3 вариант) за счет существенного увеличения пластового давления происходит увеличение отборов нефти до значений, несколько превышающих проектные.

Таблица

Рекомендуемые геолого-технические мероприятия

№ п/п	Скв.	Назначение скважины	Состояние скважины	Осложняющий фактор	Предлагаемые мероприятия	Исследования до проведения ГТМ
1	142	нефтяная	в работе	скин-фактор (ОПЗ)	гидроразрыв пласта	снятие КВУ, определение профиля притока
2	301	нагнетат.	в работе	низкая приемистость скважины	кислотная обработка	ГДИ
3	306	нефтяная	в работе	скин-фактор (ОПЗ)	гидроразрыв пласта	снятие КВУ, определение профиля притока
4	310	нагнетат.	в работе	низкая приемистость скважины	кислотная обработка	ГДИ
5	336	нефтяная	в работе	низкая выработка запасов	радиальное бурение	-
6	345	нефтяная	в работе	скин-фактор (ОПЗ)	гидроразрыв пласта	снятие КВУ, определение профиля притока
7	370	нагнетат.	в работе	низкая приемистость скважины	кислотная обработка	снятие КВУ, определение профиля приемистости
8	375	нефтяная	в работе	низкая выработка запасов	гидроразрыв пласта	снятие КВУ, определение профиля притока
9	525	нефтяная	в бездействии	низкая выработка запасов	радиальное бурение	снятие КВУ, определение профиля притока
10	534	нефтяная	в работе	скин-фактор (ОПЗ)	гидроразрыв пласта	снятие КВУ, определение профиля притока

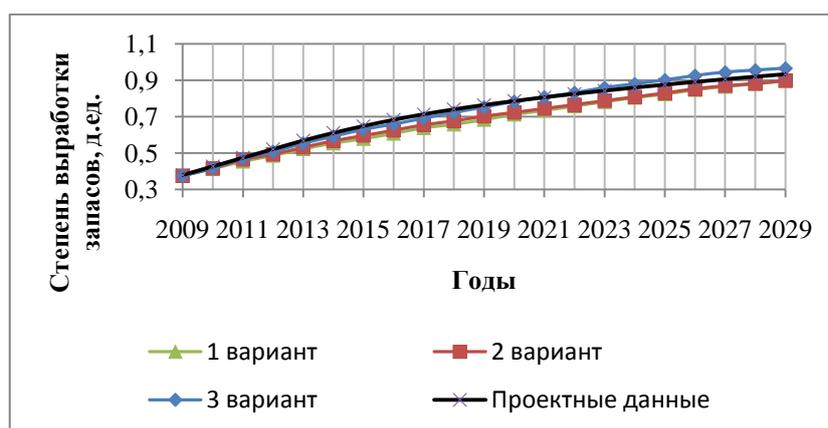


Рис. 1. Сравнение степени выработки запасов по вариантам

Степень выработки запасов по третьему варианту (рис. 1) на 01.01.2029 г. составит 96,55 % при проектной 93,26 %. Пластовое давление на конец расчетного периода по третьему варианту увеличивается до 17,03 МПа (15,29 МПа по базовому варианту и 15,76 МПа по второму варианту).

Срок окупаемости вложенных средств по второму варианту составляет 1,2 года, по третьему – 0,5 года.

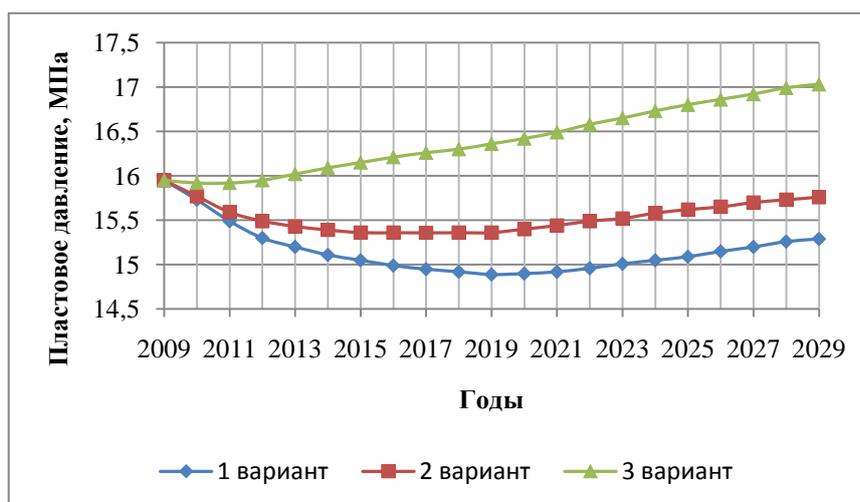


Рис. 2. Сравнение пластового давления по вариантам

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С АСФАЛЬТО–СМОЛО–ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «КЛЮЧЕВОЕ–ДЫШ» КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ Н.А. Шостак

Научный руководитель старший преподаватель Г.В. Кусов
Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Качественная и эффективная разработка нефтяных месторождений возможна лишь при обязательном обеспечении качественной работы добывающих скважин. Качество работы скважин определяется стабильностью их производительности и обеспечением качества извлекаемой продукции. Качество извлекаемой продукции (нефти или газа) зависит от конструкции скважины, правильного выбора режимно-технологических параметров эксплуатации, условий залегания пластовых флюидов, состояния технических средств, используемых для добычи.

Обеспечение стабильной или соответствующей проектной производительности скважин возможно, когда пластовое давление и коллекторские свойства призабойной зоны скважины стабильны или их изменение происходит в соответствии с долгосрочным прогнозом, а гидравлический канал, по которому нефть или газ поступают с забоя на поверхность, не претерпевает никаких изменений по своим геометрическим гидравлическим характеристикам (площадь сечения, гидравлические сопротивления и т. п.).

Если первая группа причин, влияющих на производительность скважин, как правило, прогнозируется при проектировании разработки месторождения и может быть учтена при оценке качества работы скважины, то вторая группа причин квалифицируется как осложнения в процессе эксплуатации скважин и может быть устранена производством специальных мероприятий.

К осложнениям в процессе эксплуатации нефтяных скважин относятся: поступления песка из слабосцементированных пластов, попадания в насос большого количества свободного газа, отложения смол и парафина на внутрискважинном оборудовании и стенках труб внутри скважины, отложения солей в подъемных трубах. Возникновение этих осложнений обусловлено либо характеристиками продуктивных коллекторов, либо физико-химическими свойствами извлекаемых нефтей. В связи с этим на различных месторождениях характер осложнений при эксплуатации носит индивидуальный характер.

Борьба с осложнениями на промыслах является неотъемлемой частью технологического процесса добычи нефти, и от уровня постановки этих работ во многом зависит эффективность работы нефтедобывающего предприятия. Для борьбы с осложнениями разработаны и применяются большое количество методов и технологических приёмов, использование которых носит индивидуальный, узконаправленный характер применения в зависимости от геологических, технических, организационных и экологических условий эксплуатации. Выбор методов и средств борьбы с осложнениями должен быть адекватен условиям их возникновения и соответствовать уровню развития всего производства и квалификации инженерно-технического персонала.

В качестве объекта проектирования используется нефтяное месторождение Ключевое-Дыш, расположенное в Краснодарском крае, условия добычи на котором весьма характерны для месторождений с повышенным содержанием парафина в нефти.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения представляют собой высокодисперсные суспензии кристаллов парафина, асфальтеновых и минеральных примесей в маслах и смолах. Эти суспензии в объёме имеют свойства твёрдых аморфных тел, которые, откладываясь в призабойной зоне пласта, на

нефтепромысловом оборудовании и трубах, приводят к падению производительности системы, снижению эффективности работы насосных установок и другим отрицательным последствиям.

Обеспечение планируемых объёмов добычи нефти должно базироваться как на разработке и применении новых прогрессивных средств, техники и технологии, так и на совершенствовании существующих при условии учёта физико-геологических особенностей разрабатываемых месторождений и свойств добываемых нефтей. Последнее обстоятельство имеет важное и принципиальное значение для нефтей, которые характеризуются неньютоновскими свойствами, обусловленными содержанием в них значительного количества асфальто-смоло-парафиновых компонентов. Такие нефти обладают высокими значениями параметров, определяющих их структурно-механические свойства и отрицательно влияющих на эффективность целого ряда технологических процессов нефтедобычи. Известно, что в некоторых случаях при эксплуатации месторождений неньютоновских нефтей, а таким месторождением является месторождение Ключевое-Дыш, коэффициент нефтеотдачи уменьшается более чем вдвое по сравнению с месторождениями ньютоновских нефтей.

В процессе эксплуатации скважин на рассматриваемом месторождении при понижении температуры и давления резко уменьшается растворимость парафинов и смол, что приводит к интенсивному осаждению их на поверхностях НКТ. Эти отложения в сочетании с высокими значениями параметров, определяющих структурно-механические свойства добываемых нефтей, также создают условия резкого повышения гидравлических сопротивлений, как следствие, снижают эффективность работы скважин.

В скважинах, оборудованных штанговыми скважинными насосами, при добыче неньютоновских нефтей, содержащих большое количество асфальто-смоло-парафиновых компонентов, возможны такие осложнения, как снижение коэффициента наполнения при всасывании вследствие несоответствия скорости плунжера и скорости притекания жидкости через приёмный клапан; несоответствие движений головки балансира станка-качалки и полированного штока (явление удара) при ходе вверх; увеличение продольной деформации штанг в результате роста сопротивлений, вызываемых отложениями асфальто-смоло-парафиновых компонентов, и др. Эти отложения обуславливают также значительные затруднения при транспорте неньютоновских нефтей по трубам промысловых коммуникаций, более напряжённые условия работы перекачивающего оборудования и рост затрат энергоресурсов.

Анализ основных причин образования АСПО в призабойной зоне пласта позволяет разделить их на две группы: к *первой* относятся те, которые характеризуют компонентный состав и физико-химические свойства добываемых нефтей и их изменения в процессе разработки месторождения; ко *второй* относятся те причины, которые определяют тепловое состояние призабойной зоны (а также НКТ, оборудования) в процессе эксплуатации скважины.

Геолого-физические условия нефтяных месторождений, эксплуатация которых сопровождается процессом отложений асфальто-смоло-парафиновых веществ в добывающих скважинах, нефтепромысловом оборудовании и коммуникациях, весьма разнообразны. При прогнозировании особенностей выпадения АСПВ в скважинах, а также выборе методов борьбы с парафиноотложением и разработке технологии их применения для конкретных нефтепромысловых объектов эти условия необходимо учитывать [1].

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения компонентный состав АСПО изменяется в широких пределах. Знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности, для выбора химических реагентов. Этот выбор часто осуществляют исходя из типа АСПО [2]. Для исследования состава и структуры АСПО используют экстракционный, хроматографический, термический, спектральный, электрохимический и другие методы.

Целью работы является составить проект проведения мероприятий по борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями для месторождения с высоким содержанием парафинов. При этом предполагается постановка и решение следующих организационно-технологических задач: определение параметров извлечения нефти на основании анализа условий разработки и свойств пластовых флюидов; определение преимущественных видов осложнений, возникающих в процессе эксплуатации скважин на месторождении; выбор перечня необходимых мероприятий для борьбы с возможными асфальто-смоло-парафиновыми отложениями; конкретизация применения методов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми осложнениями для различных условий извлечения нефти.

Основными факторами, осложняющими эксплуатацию скважин на месторождении, являются обильное отложение парафина, высокое содержание в продукции газа, активность контурных вод. Значительную долю в структуре мероприятий по борьбе с осложнениями занимают мероприятия по борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями. С отложениями парафина на внутрискважинном оборудовании борются, в основном, прокачками горячей нефтью, которые проводятся регулярно с профилактической целью, а также при каждом подземном ремонте и перед проведением геолого-технического мероприятия. Скребки почти не используются из-за отсутствия штанговращателей.

Из-за активного отложения парафина и отсутствия эффективных и надёжных реагентов повсеместно применяются насосно-компрессорные трубы 73 мм или двухступенчатая колонна из 73 и 60 мм труб, несмотря на то, что для создания лучших условий фонтанирования, экономии металла, а также уменьшения утечек, эффективнее использовать трубы 60 мм. Однако, учитывая осложнённые условия эксплуатации, рекомендуется постепенно переходить на двухступенчатую колонну из 73 и 60 мм по всем скважинам. При этом в интервале интенсивного парафиноотложения (до 600 м) использовать трубы диаметром 73 мм, а ниже – диаметром 60 мм.

В последнее время на месторождении Ключевое-Дыш применяют промывки специальными растворами по технологии ООО «Компания Технотэк». Анализ причин и условий возникновения АСПО на рассматриваемом месторождении позволяет рекомендовать к использованию для борьбы с ними применение химических

реагентов для смыва отложений с поверхности внутрискважинного оборудования и электропрогрев последнего с помощью электрокабельной установки «Фонтан».

Технико-экономический анализ использования предложенных методов позволил конкретизировать условия их применения на месторождении и сформулировать рекомендации по их использованию.

1. Химический метод борьбы с АСПО с использованием жидких химических реагентов по технологии, разработанной специалистами ООО «Компания ТехноТЭК», рекомендуется использовать в скважинах, где добыча нефти осуществляется с помощью глубинных насосов. При этом годовая экономия от использования метода составит более 1,8 млн руб.

2. Метод борьбы с АСПО при помощи электрокабельной установки «Фонтан» следует использовать в скважинах с фонтанным способом извлечения нефти. При этом прибыль от использования этого метода на скважине № 137 составит около 700 тыс. руб. в год.

Внедрение на производстве рассмотренных рекомендаций позволит значительно повысить эффективность применения технико-технологических мероприятий по борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на месторождении Ключевое-Дыш.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – Т. 5. – 431 с.
2. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

ОБОСНОВАНИЕ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВолов НА ОСНОВЕ СЕКТОРНЫХ МОДЕЛЕЙ

А.С. Щетинин¹, Н.С. Щетинина¹

Научный руководитель заведующий отделом Ю.В. Ляндрес²

¹Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский научно – исследовательский проектный институт нефти и газа Восточной нефтяной компании, г. Томск, Россия

Строительство боковых стволов (БС) для восстановления нерентабельных и бездействующих скважин – эффективный метод увеличения нефтеотдачи пластов. Бурение боковых стволов широко распространяется в Западной Сибири на месторождениях нефти и газа, находящихся на поздней стадии разработки [1].

Реализация данной технологии позволяет:

- восстановить аварийные скважины;
- уплотнить сетку скважин;
- извлечь нефть из слабопроницаемых участков, не охваченных заводнением, и застойных зон;
- вовлечь в разработку выше- и нижележащие продуктивные пласты;
- значительно увеличить дебит скважин путем бурения бокового горизонтального ствола или нескольких стволов;
- подтвердить инвестиционную привлекательность разработки месторождения на любой стадии;
- увеличить отчисления в бюджеты разных уровней, сохранить рабочие места.

Бурение боковых стволов в аварийных, законсервированных, малодебитных или обводненных скважинах является наилучшим технологическим решением, если есть надежное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом [2].

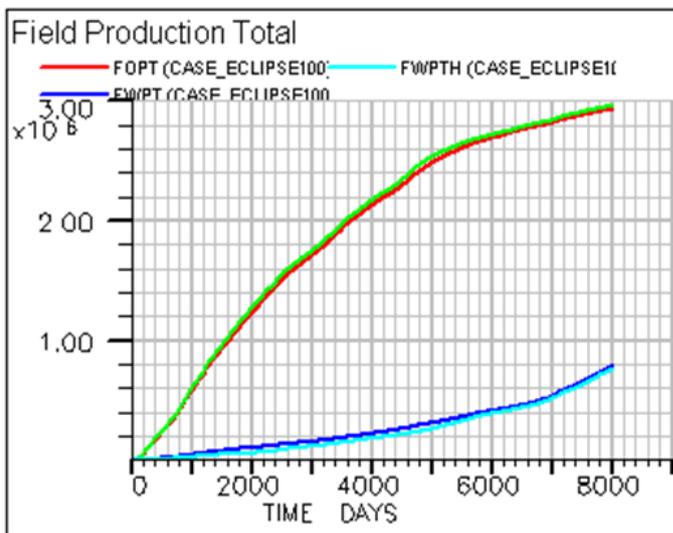


Рисунок 1. Адаптация к накопленным отборам по сектору

Для надежного обоснования зарезки боковых стволов (ЗБС) в ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» используют 3-х мерные геологические и гидродинамические модели (ГДМ). Проектирование ЗБС выполняется на основе секторной модели, представляющей собой участок месторождения с целевой скважиной, расположенной в центре сектора. Область интереса сектора должна быть ограничена нагнетательными скважинами для уменьшения влияния краевых эффектов.

Геологическая и гидродинамическая модели строятся в программном комплексе Petrel, гидродинамические расчеты производятся с помощью программы Eclipse. Перед построением геологической модели проводится корреляция пластов по каждой скважине и детальное изучение ГИС,

делаются необходимые корректировки. Далее строятся карты кровли и подошвы пласта, на основе которых строится сетка грид (Размер ячеек $dX = dY$ не более 50 м, dZ – в зависимости от мощности пласта). По сетке распределяются свойства, пористость, проницаемость, песчаность по X, Y, Z с учетом анизотропии.

В гидродинамическую модель загружаются PVT-свойства флюидов, соответствующие данным согласно последнему защищенному проектному документу, или результатам последних лабораторных исследований, что необходимо согласовать с заказчиком. Фазовые проницаемости и данные по капиллярным давлениям берутся по результатам исследований керна рассматриваемого месторождения.

После завершения построения гидродинамической модели проводится адаптация модели. Адаптация модели занимает наибольшее количество времени, расхождение между результатами моделирования и фактическими данными по сектору в целом не должно превышать 2 % (рис. 1). По скважинам: накопленная добыча нефти в пределах 5 %, накопленная добыча воды – 5 % (в случае отсутствия межпластовых перетоков и негерметичности колонны). По результатам адаптации строятся следующие карты:

- распределения остаточных запасов нефти в секторе на текущую дату;
- распределение проницаемости;
- модельная карта изобар, соответствующая фактической на соответствующий временной период для обоснования адекватности энергетического состояния залежи на момент начала прогноза работы БС.

В данной статье представлен пример проектирования ЗБС по скважине 444, одного из месторождений Томской области. Обводненность продукции на последнюю дату работу составляла 94,44 %, дебит не превышал 5 т/сут. по жидкости, была остановлена из-за отсутствия подачи.

Для обоснования БС, по модели был рассчитан прогноз технологических показателей работы по трем вариантам местоположения на 3 года. Расположения БС спроектированы исходя из карт эффективных нефтенасыщенных толщин и остаточных запасов.

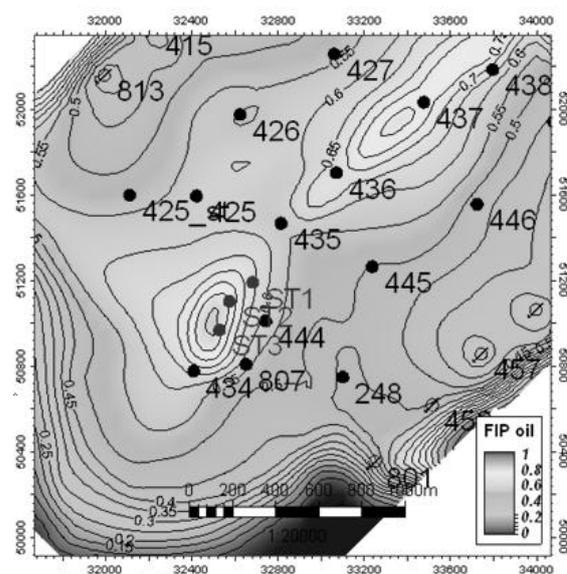


Рисунок 2. Карта остаточных подвижных запасов на 01.06.2008. Расположение вариантов БНС по СКВ. 444.

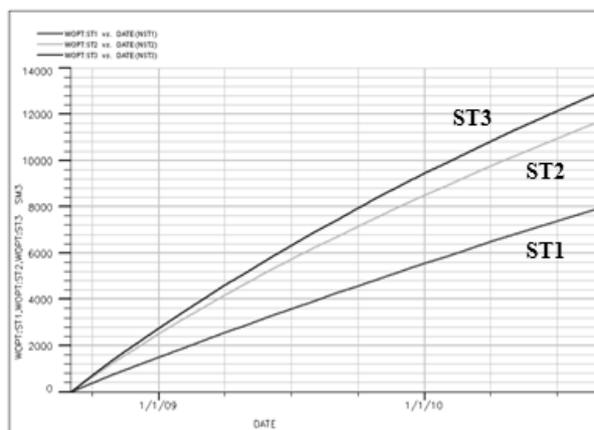


Рисунок 3. Накопленные отборы вариантов БС по СКВ. 444.

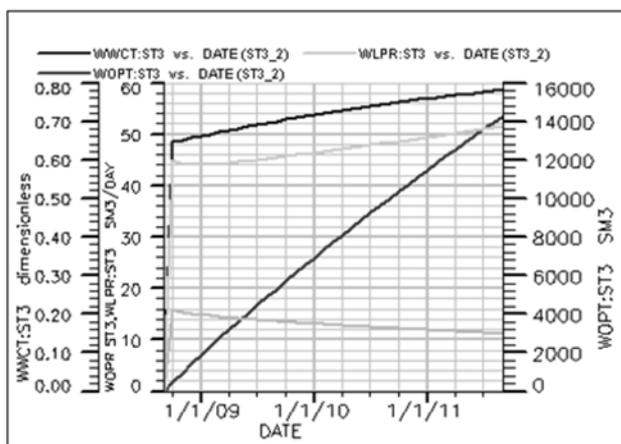


Рисунок 4. Динамика варианта ST3 без ГПП.

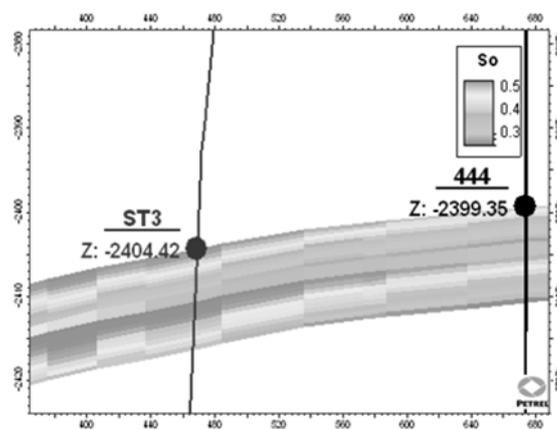


Рисунок 5. Геологический профиль по скв. 444- ST3. Нефтенасыщенность.

На рис. 2 представлена карта остаточных запасов по сектору и варианты БС для скважины 444. Расчет остаточных запасов проводился на адаптированной ГДМ в программном продукте Petrel с учетом свойств нефти (объемный коэффициент, плотность) для данного сектора.

Как видно из прогноза на 3 года (рис. 3) наилучшим вариантом является ST3(side track) с отходом 210 м на юго-запад. Расчеты проводились при забойном давлении 80 атм. БС планируется для работы на пласт Ю₁⁰.

Расчет показателей работы для более оптимального варианта ST3 выполнен с учетом ГРП и без него. По варианту с ГРП накопленные отборы за 3 года получились на 10000 т нефти больше. Но следует учитывать что при проведении ГРП вероятность прорыва нагнетаемой воды в трещину разрыва возрастает. Средний дебит нефти (без ГРП) за 3 года составляет 20 т/сут., обводненность 65%, накопленная добыча 22 тыс. т. нефти, средний дебит по жидкости – 62 т/сут. (рис. 4). На разрезе (рис. 5) представлено распределение нефтенасыщенности по модели на начало 2009 г.

Выводы.

Для успешного проведения ЗБС необходимо корректно определить локализацию остаточных запасов нефти. Секторное моделирование позволяет быстро и наглядно оценить возможные риски при бурении боковых стволов и прогнозные технологические параметры работы скважины.

Литература

1. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами – М.: Недра, 2002. – 255 с.
2. <http://www.surgutneftegas.ru>.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕХАНИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЛИФТА СКВАЖИНЫ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ШАПКИ И ОТОРОЧКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

А.В. Язьков

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

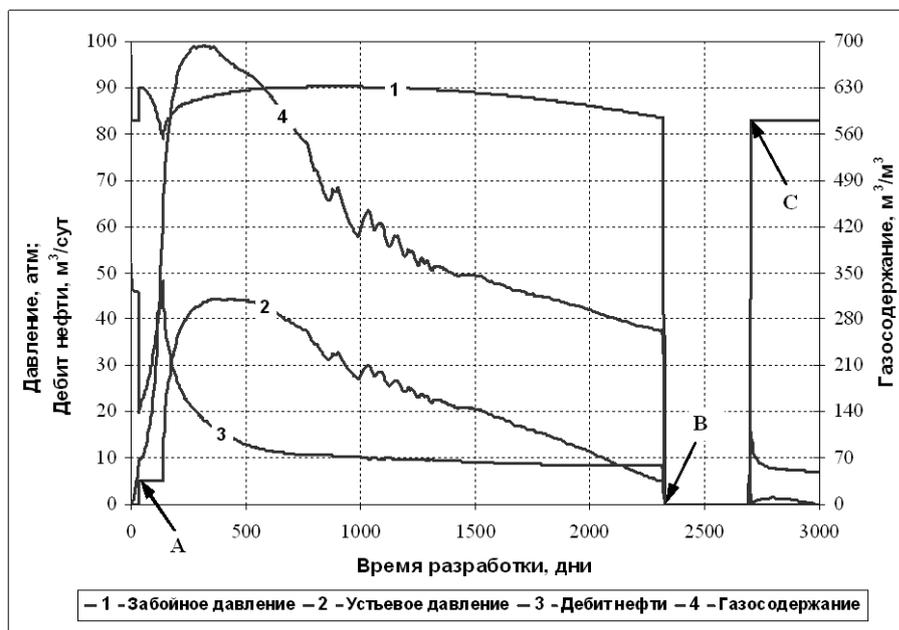
Разработка тонкой нефтяной оторочки в присутствии обширной газовой шапки и подстилающей краевой воды является сложной инженерной задачей. Традиционный подход к разработке подобных пластов основывается в основном на отборе нефти из продуктивных толщин с применением различных технологий и схем заводнения с целью ограничения конусообразования газа [1, 2]. Однако как показывает практика, применение таких методов не всегда является эффективным. К тому же мировой опыт свидетельствует, что режим безгазовых дебитов в промышленных масштабах был реализован лишь на месторождении Тролл [3]. В связи с этим авторами была рассмотрена возможность совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки при эксплуатации нефтяных скважин на сверхкритических дебитах.

Данная технология предлагается к применению для пластов ПК1-2 Ван-Еганского месторождения. Стоит отметить, что наряду с газовой шапкой большого размера и активной водонапорной системы залежь осложнена высоковязкой нефтью (до 400 сП). Сочетание этих факторов, а также высокая проницаемость нефтегазосодержащего коллектора (до нескольких Дарси) определяют подтягивание конуса газа к добывающим скважинам, что делает стремление к достижению высоких коэффициентов извлечения нефти (КИН) практически неосуществимым на современном этапе развития технологий.

Предпосылками к выполнению данной работы также служило следующее. Согласно технологической схеме опытно-промышленной разработки пластов ПК1-2 Ван-Еганского месторождения (от 2005 г.) и дополнения к ней (от 2006 г.) на пилотных участках было выбрано бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин и испытание поддержания пластового давления в сочетании с барьерным заводнением путем закачки в пласт горячей воды. Закачка пара в пласт не предлагалась к применению по двум причинам. Во-первых, отсутствуют источники пресной воды, которая по качеству соответствовала бы техническим требованиям для генерации сухого насыщенного водяного пара. Во-вторых, исследования на керне показали разбухание глин и резкое снижение фильтрационной характеристики пласта. Кроме того, еще одним фактором, препятствующим закачке водяного пара с температурой 300 °С, является высокие риски обвала скважин, связанные с присутствием зон многолетних мерзлых пород в местах бурения нагнетательных скважин. Однако эксплуатация добывающих скважин на промышленных дебитах приводила к быстрому прорыву газа (через ~2–3 месяца с момента начала эксплуатации), исключаящему механизированную добычу нефти. Полученные прорывы газа во всех скважинах и способствовали к исследованию возможности рассмотрения данного нефтяного проекта как газонфтяного, т.е. проекта совместной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки. В качестве режима эксплуатации скважин был выбран фонтанный способ с большими дебитами газа, так называемый режим на сверхкритических дебитах газа.

Расчет прогнозных показателей разработки осуществлялся на базе секторной модели, полученной из полномасштабной геологической модели месторождения. При выборе геометрических параметров сектора и фактического содержания трехмерных массивов данных были учтены особенности геологического строения пласта ПК1-2 и предполагаемые методы воздействия на пласт. В рамках постановки задачи были рассмотрены различные сценарии разработки месторождения, как на режиме истощения, так и с применением заводнения. Проведенный анализ чувствительности к депрессии на пласт в добывающих скважинах показал, что независимо от способа разработки, так или иначе, происходит загазовывание скважин. Этот факт требует иного подхода к

моделированию работы скважины, так как в этом случае традиционный способ с контролем по забойному давлению, имитирующей механизированную добычу, приемлем лишь до тех пор, пока на приеме насоса газовый фактор относительно жидкости (Gas/Liquid Ratio – GLR) не достиг величины критического значения. Поэтому авторами был применен инновационный подход совместного моделирования фильтрации флюида в пласте и восходящего трехфазного потока в лифтах скважин, что более реалистично отражает работу скважин и увеличивает достоверность прогнозов.



Точка А: объемное содержание газа на забое > 50 %; начало «раскачки» и последующее фонтанирование скважины
Точка В: закрытие скважины на восстановление
Точка С: переключение на контроль по забойному давлению

Рисунок 1 – Работа добывающей скважины

В целом применительно к добывающим нефтяным скважинам было рассмотрено два способа их эксплуатации: механизированная добыча, предполагающая спуск насоса в скважину, а также работа на режиме естественного газлифта при более высоком объемном содержании газа в продукции. В качестве критического значения GLR было принято значение 50 % в предположении, что в случае механизированной добычи нефти с помощью УЭЦН последний оборудован газосепаратором и на приеме насоса идет естественная сепарация газа в затрубное пространство. Пуск скважин в работу осуществлялся с различными депрессиями согласно рассмотренным вариантам (0,5, 1,5, 3 и 5 МПа). При снижении пластового давления в области дренирования скважины до величины установленного забойного, давление на забое автоматически снижалось на величину пусковой депрессии, позволяя тем самым продолжить работу скважины. Режим фонтанирования скважин в фильтрационной модели реализовывался с подключением механистической модели вертикального лифта скважины, при этом контроль осуществлялся по устьевому давлению. Для вывода скважины на технологический режим предварительно проводилась так называемая «раскачка» скважины с более низким устьевым давлением 0,5 МПа. Впоследствии со стабилизацией дебита устьевое давление поднималось до 2 МПа. В случае отсутствия узловой точки, т. е. невозможности фонтанирования, скважина закрывалась на восстановление давления в районе контура питания. С появлением условий для фонтанирования скважина вновь вводилась в эксплуатацию с теми же ограничениями по устьевому давлению. В качестве примера на рис. 1 представлены показатели работы одной из скважин.

Как свидетельствуют результаты моделирования, подобный режим эксплуатации скважин отличается более высокими показателями по накопленной добыче углеводородов. С одной стороны возрастает коэффициент извлечения нефти (7 % против 2 % при механизированной добыче), а с другой – добываются значительные объемы газа (конечная газоотдача составляет 86 %). Но в целом данные расчеты, по мнению авторов довольно пессимистичны, поскольку был рассмотрен один из самых расчлененных геологических участков, а также не предусматривалось применение специальных МУН и оптимизация системы разработки и поэтому накопленные отборы нефти по всему месторождению могут быть значительно выше.

Выводы:

- в условиях рассматриваемого месторождения понижение депрессии не приводит к уменьшению конусообразования газа, а лишь откладывает прорывы газа на несколько месяцев;

- остановка скважины при достижении ограничения по газосодержанию на приеме насоса, исключаящей механизированную добычу, приводит к низкому КИН (2 %);
- напротив, эксплуатация скважин на сверхкритических дебитах позволяет добывать нефть и газ в режиме фонтанирования в течение длительного времени, что приводит к более высокому КИН (7 %);
- значительные объемы попутно добываемого газа в совокупности с имеющимися запасами свободного газа требуют рассмотрения наряду с нефтяным газового проекта;
- совместная разработка газовой шапки и нефтяной оторочки может повысить экономическую привлекательность проекта в целом при наличии рынков сбыта значительных объемов газа.

Литература

1. Телков А. П., Стклянин Ю. И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М. – Л.: Недра, 1965.
2. Цынкова О.Э., Мясникова Н.А., Баишев Б.Т. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи. – М.: Л., 1993.
3. Henriques A., Jourdan C.A., Orker T. Development of large gas reservoir with oil rim. // Paper presented at the International Conference. – Krasnodar, 1990.