

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ВАРИАЦИОННЫЙ ПОДХОД В ОПРЕДЕЛЕНИИ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.И. Тарновский, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газогидродинамические исследования скважин дают важнейшую информацию о состоянии разработки месторождения. При исследованиях поведение диссипативных систем зондируется путем наблюдений в течении какого-то интервала времени над некоторой “существенной” переменной. Так, при неустановившихся режимах кривая восстановления давления (КВД) представляет собой зависимость изменения давления (или депрессии) во времени (рис. 1). Представленная временная последовательность по единственной переменной на первый взгляд дает довольно ограниченную информацию. Этот «одномерный» взгляд на систему в действительности содержит большое число взаимосвязанных переменных исследуемого континуума, которые возможно выявить.

Мгновенное состояние системы в пространстве соответствует точке $X_0(t_1)$ (рис. 2), а последовательность таких состояний, проходимых системой во времени, определяет некоторую кривую – фазовую траекторию.

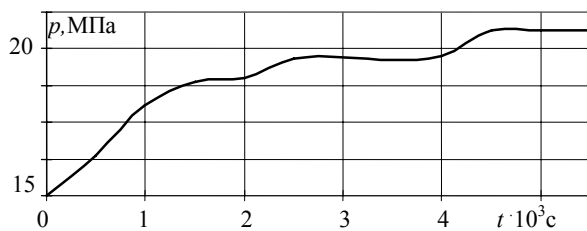


Рис. 1. Модельная КВД

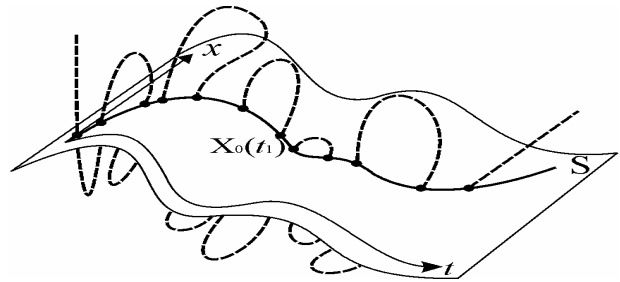


Рис. 2. Траектория эволюции динамической системы

В этом случае свойства зондируемой системы с помощью временной последовательности рассматриваются как проявление детерминистической динамики. В таком представлении, в виде фазового портрета, динамика системы выглядит как рекуррентное соотношение с дискретным временем.

Для диссипативной динамической системы с конечным целым числом переменных ($n = 1, 2, \dots$), эволюцию, как некоторое состояние \mathbf{x} , можно описать следующим уравнением

$$\frac{\partial \mathbf{x}^i}{\partial t} = f^i(t, \mathbf{x}, \mathbf{u}), \quad (1)$$

где $\mathbf{x} = (x^1, x^2, \dots, x^n)$ - n - мерный вектор состояния; $\mathbf{u} = (u^1, u^2, \dots, u^k)$ - k -мерный вектор управления; f^i - оператор, действующий в пространстве, в котором определен вектор \mathbf{x} . Вследствие действующих в системе обратных связей этот оператор в общем случае не линеен. Вид оператора формируется формализмом в основу которого положены законы сохранения (массы, импульса и энергии). Посредством \mathbf{u} обозначен набор управляющих эволюцией параметров, в качестве которых может выступать давление, пористость, флюидонасыщенность и т.д. На управление может быть наложено ограничение:

$$\mathbf{u}(t) \in U \quad (2)$$

и задано состояние системы в начальный и конечный момент времени:

$$\mathbf{x}^i(0) = \mathbf{x}_{i0}, \quad \mathbf{x}^i(T) = \mathbf{x}_{i1}. \quad (3)$$

Будем считать, что качество процесса оценивается функционалом:

$$\mathcal{G} = \int_0^T f^0(t, \mathbf{x}, \mathbf{u}) dt + F(\mathbf{x}(T)) \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $f^0(t, \mathbf{x}, \mathbf{u})$ выбирается таким образом, чтобы содержательный смысл отвечал цели управления в конкретной задаче, $F(\mathbf{x}(T))$ - терминальная составляющая, характеризующая качество конечного состояния системы.

Требуется определить процесс $\mathbf{y} = (\mathbf{x}, \mathbf{u})$ удовлетворяющий ограничениям (1)–(3) и минимизирующий функционал (4).

В целом сформулированная задача является вариационной и решается с использованием принципа максимума Понтрягина [1].

Рассматривается изотермическая модель системы уравнений (1), описывающая макроскопическое движение углеводородной смеси в пористых средах и учитывающая совместное движение непрерывной газовой и жидких фаз. При этом в объеме каждой из непрерывных фаз предполагается наличие другой фазы в

дисперсном виде (капли жидкости в газе или пузырьки газа в жидкости), а балансовые законы сохранения массы и количества движения, записываются следующим образом [2]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} m S_i \rho_i + \nabla \cdot [m(S_i - S_i^*) \rho_i \vec{V}_i] &= -J_{ij} + (-1)^i (F_{12} - F_{21}); \quad (i \neq j; \quad i, j = 1, 2); \\ \frac{\partial}{\partial t} m S_i \rho_{ik} + \nabla \cdot [m(S_i - S_i^*) \rho_{ik} \vec{V}_i] &= -G_{ik} + (i-2) F_{12} - (i-1) F_{21}; \quad (i \neq k=1, 2); \\ \frac{\partial}{\partial t} m(S_i - S_i^*) \rho_i \vec{V}_i + \nabla^l \cdot [m(S_i - S_i^*) \rho_i \vec{V}_i v_i^l] &= -m(S_i - S_i^*) \nabla p_i + m(S_i - S_i^*) \rho_i q_i - J_{ij} \vec{V}_{ij} - F_{12} \vec{V}_{12} + F_{21} \vec{V}_{21} - \vec{f}_{i0}; \\ \frac{\partial}{\partial t} m S_i n_{ik} + \nabla \cdot (m S_i n_{ik} \vec{V}_i) &= -\psi_{ik} + \Psi_i; \quad J_{ij} = -J_{ji}; \quad (l = 1, 2, 3), \end{aligned} \quad (5)$$

Уравнение динамического упругого деформирования пористой среды выглядит так:

$$\frac{\partial}{\partial t} m = (1 - m) \left[\frac{1}{n} - \beta \frac{\partial}{\partial t} \sum_{j=1}^n p_j \right].$$

Для замыкания системы (5) используется уравнение состояния ван-дер-ваальсовского типа $p = p(v, T)$.

На основании изложенного подхода проведен численный эксперимент по определению газо-и конденсатонасыщенности пластовой системы на основании предварительно рассчитанной КВД следующей задачи.

Газовая залежь размером $2000 \times 1000 \times 10$ м однородной пористости $m = 0,2$ заполнена равномерно по площади и по мощности углеводородной смесью состава (в мольных долях): $\text{CH}_4 - 0,722$, $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,0482$, $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,0293$, $\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,0464$, $\text{C}_7\text{H}_{16} - 0,0966$, $\text{C}_9\text{H}_{20} - 0,323$, $\text{C}_{10}\text{H}_{22} - 0,0252$. Пластовое давление на момент вскрытия составляло $23,0$ МПа, температура пласта – 353K . С поддержанием заданного давления на забое $p_3 = 15,0$ МПа газовая залежь эксплуатировалась одной скважиной в течении 5 суток. По истечению времени получена КВД (рис. 1). При этом, поскольку решалась прямая задача, определены изменения всех параметров характеризующие процесс течения в пласте за расчетный период, в том числе и газо-и конденсатонасыщенность. Полученные решения использованы для оценки решения задачи на основе вариационного подхода.

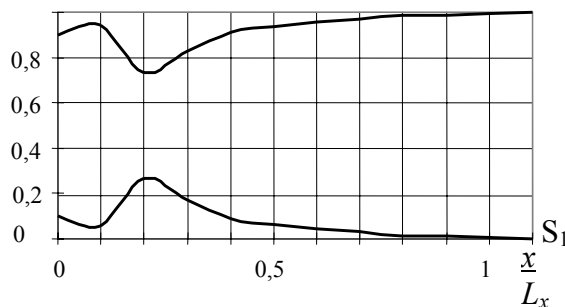


Рис. 3. Распределение газо-и конденсатонасыщенности вдоль оси X через 5 суток

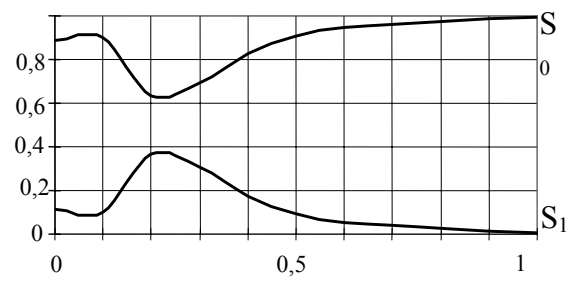


Рис. 4. Распределение газо-и конденсатонасыщенности вдоль оси X через 5 суток

В результате численного расчета построенной системы (5) и ограничений (2)–(4) на основании обработанной КВД получено распределение газо-и конденсатонасыщенности (рис. 3, 4) в пласте, которое в пределах точности вычислительного алгоритма совпадает с решением прямой задачи.

На основе выше изложенного можно констатировать, что намечается новый подход в изучении нефтегазонасыщенных объектов, как динамических систем с быстро меняющимися параметрами, в котором достоверную численную информацию о состоянии пластовой системы можно получить путем мониторинговых исследований в скважинах.

Литература

1. Понтрягин Л.С., Болтянский В.Г., Гамкрелидзе Р.В., Мищенко Е.Ф. Математическая теория оптимальных процессов. – М.: Наука, 1969. – 286 с.
2. Нигматулин Р.И. Основы механики гетерогенных сред. – М.: Наука, 1978. – 330 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ДЕМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАТАРСТАНА ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**Р.Р. Ахметзянов¹, Р.Ф. Вафин², Н.А. Мисолина²**

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

¹*НИИ Нефтепромхим, г. Казань, Россия*²*Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия*

Демкинское нефтяное месторождение открытое в 1962 г. и приуроченное к структуре третьего порядка – Демкинскому поднятию, является многопластовым, сложного геологического строения, с залежами нефти в терригенных и карбонатных коллекторах карбона и девона палеозоя.

В бобриковском горизонте выделяются четыре пласта-коллектора (снизу–вверх): Сбр₁, С₁бр₀₁, С₁бр₀₂ и С₁бр₀₃.

Пласт С₁бр₁ сложен кварцевыми песчаниками неравномерно алевритистыми, прослоями переходящими в алевролиты. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется по скважинам от 1,0 (скв. № 628) до 3,4 м (скв. № 86), средняя по залежи – 1,1 м. Пористость по пластам-коллекторам в скважинах изменяется от 19,9 до 22,9 %, в среднем составляя 20,6 %, нефтенасыщенность – от 78,9 до 85,8 %, в среднем – 80,4 %. Коэффициент песчанности (Кпесч) для нефтяного резервуара равен 1,0, коэффициент расчлененности (Кр) – 1,0. Глубина залегания продуктивных отложений – 1177,4 м, этаж нефтеносности – 55 м.

Залежи нефти, приуроченные к пласту Сбр₀₁ установлены, в основном, в зонах развития "посттурнейских врезов". Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам изменяется от 1,2 до 10,2 м, среднее значение по залежи – 2,9 м. Пористость по пластам-коллекторам в скважинах изменяется от 17,4 до 22,2 %, в среднем составляя 21,7 %, нефтенасыщенность – от 75,0 до 84,7 %, в среднем – 83,3 %. Кпесч для нефтяного резервуара равен 0,77, Кр – 3,0. Глубина залегания продуктивных отложений – 1196,8 м, этаж нефтеносности – 21 м.

Все пласты в бобриковском горизонте гидродинамически связаны, разрабатываются как единый эксплуатационный объект. По типу залежь пластово-сводовая с литологическим ограничением. ВНК залежи принят по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного интервала в скв. 629 на абсолютной отметке –1131,5 м. Залежь нефти бобриковского горизонта перекрывается глинистыми породами тульского возраста, а подстилается – карбонатными отложениями турнейского яруса. В бобриковских отложениях водонасыщены песчаники и алевролиты. Водообильность скважин колеблется от 0,5 до 18,7 т/сут. при динамических уровнях 750–1258 м. Состав воды хлоркальциевого типа (по В.А. Сулину). Общая минерализация составляет 213,5–239,1 г/л, плотность 1153,4–1165,0 кг/м³, вязкость 1,64–1,73 мПа·с, рН равно 4,8–6,1. Состав газа метано-азотный. Газонасыщенность от 0,17 до 0,7 м³/т. Упругость газа 2,0–6,0 МПа. Объемный коэффициент 0,9980.

В тульских отложениях водонасыщенными являются песчаники и алевролиты. Водообильность скважин колеблется от 1,5 до 30 т/сут. Состав воды, также, хлоркальциевого типа (по В.А. Сулину). Общая минерализация составляет 214,6–248,7 г/л, плотность 1155–1166,1 кг/м³. Газонасыщенность колеблется от 0,17 до 0,7 м³/т. Объемный коэффициент 0,9980.

Залежь нефти бобриковского горизонта является одним из трех основных эксплуатационных объектов на Демкинском месторождении, которая разбурена самостоятельной сеткой 400х400 м. Разработка залежи началась в 2001 г. и находится на первой стадии разработки. Анализируя текущее состояние разработки, можно отметить следующие основные аспекты:

– эксплуатационный объект находится на первой стадии разработки, этот период характеризуется интенсивным разбуриванием залежи и как следствие этого, значительным ростом годовой добычи нефти и жидкости;

– отмечается рост обводненности скважин с начала эксплуатации. Однако, проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) по водоизоляции в 2003 г. привело к снижению обводненности с 21,2 % до 17,1%;

– пластовое давление снижается с первого года разработки (скв. 4701, 4619, 4620, 4618, 4612). Закачка воды на данном объекте не ведется и совершенно очевидным является необходимость организации системы поддержания пластового давления (ППД), чтобы избежать достижения Рпл по залежи до Рнас. Поэтому, авторами работы предлагается осуществлять закачку воды для поддержания пластового давления, а также водоизоляционные мероприятия для снижения содержания воды в добываемой продукции.

–следствием падения пластового давления является снижение среднесуточных дебитов нефти и увеличение обводненности из-за прорыва пластовой воды в добывающие скважины из-за разности вязкостей нефти и воды.

Пластовое давление является одним из основных параметров контроля за состоянием разработки продуктивных пластов, залежей. На объекте наблюдается снижение значений пластового давления. Начальное пластовое давление составляло – 11,9 МПа. В среднем пластовое давление на 01.01.2005 года достигло значения 8 МПа. Авторами были проанализированы действующие добывающие скважины (скв. 4618, 4620, 4609, 4701), в которых наблюдается значительное снижение пластового давления.

Выбор вида заводнения определяется типом залежи, размерами залежи, вязкостью пластовой нефти, типом пород-коллекторов и их проницаемостью, степенью неоднородности пластов, строением залежи в зоне водонефтяного контакта (ВНК), наличием дизъюнктивных нарушений и др. [1, 3]. Одним из подходящих и рентабельных методов заводнения для данного эксплуатационного объекта является площадное заводнение. Площадное заводнение является разновидностью внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности.

Применяют несколько вариантов формы сеток скважин и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых система разработки характеризуется различной активностью. Для данного объекта можно рекомендовать систему площадного заводнения по более разреженной и менее интенсивной 13-точечной системе с соотношением нагнетательных и добывающих скважин 1:7. При необходимости от этой системы легко можно перейти к более интенсивной 9-точечной системе путем равномерного удвоения количества нагнетательных скважин. Для сокращения затрат на бурение новых нагнетательных скважин целесообразным будет перевод ряда добывающих скважин в фонд нагнетательных.

Одним из способов повышения нефтеизвлечения может служить использование для вытеснения нефти минерализованных пластовых вод нижних или верхних водоносных горизонтов путем их перепуска в продуктивные пласты. Такой процесс может осуществляться под естественным напором водообильных горизонтов или принудительно с помощью насосов. Одним из возможных вариантов этого способа является внутрискважинный перепуск или перекачка (ВСП) вод ниже- и вышележащих водоносных горизонтов. Кроме основного технологического эффекта – повышения нефтеотдачи пластов, к преимуществам внутрискважинной перекачки пластовых вод относятся:

- возможность осуществления циклического заводнения круглогодично;
- снижение металлоемкости и стоимости обустройства месторождения из-за отказа от строительства разветвленной сети водоводов высокого давления, кустовых насосных станций (КНС) и других сооружений;
- сокращение расходов электроэнергии в системе ППД на 20–30 % за счет возможности применения насосов и электродвигателей с более высоким коэффициентом полезного действия (КПД);
- решение части экологических проблем (сокращение числа порывов в водоводах, отказ от использования для заводнения пластов пресной воды).

Другим вариантом использования пластовых вод водоносных горизонтов для целей ППД и повышения нефтеизвлечения пластов является межскважинная перекачка (МСП) воды, когда вначале она извлекается на поверхность с помощью насосов, затем закачивается в нагнетательные скважины [2].

Приведенные доводы позволяют рекомендовать данные способы заводнения пластов на залежи бобриковского горизонта. Для установления реальности методов ВСП и МСП, необходимо провести исследования по определению продуктивности и запасов тульского водоносного горизонта. Это позволит оценить объемы внедрения рассматриваемых способов заводнения на месторождении.

В качестве источников водоснабжения системы ППД намечены подземная вода тульских отложений, которая характеризуется близкой характеристикой с водами бобриковского горизонта и пластовая вода, добываемая совместно с нефтью.

Как пресные, так и добываемые воды совместимы с пластовой водой и породой разрабатываемого горизонтов, поэтому не ожидается образования отложений нерастворимых соединений в поровых каналах коллекторов.

Микробиологическим анализом обнаружены сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ) в очищенной пресной воде и пластовой воде всех разрабатываемых горизонтов. Поскольку во всех горизонтах протекает естественный процесс восстановления сульфатов до сероводорода, то отпадает необходимость обработки закачиваемой воды дорогостоящими бактерицидами. В водах перечисленных источников водоснабжения находятся во взвешенном состоянии вещества, представленные песчинками, глинистыми частицами, глобулами нефти, органическими веществами, а также коллоидными частицами.

С целью сохранения приемистости нагнетательных скважин, проницаемости продуктивных пород, закачиваемые воды должны очищаться от механических примесей и нефти до норм, не превышающих допустимые.

Пресная вода рек подвергается очистке от механических примесей путем коагулирования взвесей, отстаиванием и фильтрованием через песчаные фильтры. Содержание механических примесей в очищенной речной воде составляет 5–6 мг/л. При транспортировке вода обогащается продуктами коррозии и за счет этого содержание в ней механических примесей перед закачкой в пласт достигает 10 мг/л.

Подземную воду тульских отложений предполагается использовать в неочищенном состоянии и закачивать в продуктивные горизонты методом внутрискважинной перекачки.

Таким образом, можно наметить следующие работы:

1. На рассматриваемом эксплуатационном объекте необходимо применить площадное заводнение.
2. Закачку воды вести по системе ВСП и МСП с вышележащего тульского горизонта;
3. С начала заводнения внедрить физико-химические методы увеличения нефтеотдачи.
4. Для контроля за состоянием разработки ежемесячно проводить промыслово-геофизические исследования в нагнетательных и добывающих скважинах.

Литература

1. Нефтегазопромысловая геология / Под ред. М.М. Ивановой. – М.: ООО "Недра-бизнесцентр", 2000. – 414 с.
2. Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт/ Под ред. В.И. Лапшина. – М.: Недр, 1986. – 160 с.
3. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения / Под ред. В.М. Смелкова. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2003. – 596 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.Р. Бейлинсон

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

Проблема повышения эффективности дальнейшей разработки месторождений высоковязких нефтей является актуальной и может быть решена за счет внедрения высокоэффективной комплексной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов, одним из важнейших элементов которой является использование горизонтальных скважин (ГС).

Несмотря на недостатки и высокие капиталовложения, существует ряд преимуществ, которые показывают что использование ГС перспективно. Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет достичь следующего:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;
- продлить период безводной эксплуатации скважин;
- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;

- повысить эффективность закачки агентов в пласты;
- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские.

В таблице 1 представлены эксплуатационные характеристики горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными скважинами для ряда месторождений [2].

Таблица 1
Сравнительные характеристики горизонтальных и вертикальных скважин для некоторых месторождений

Месторождение	Глубина продуктивного пласта, м	Длина горизонтального участка, м	Дебит гориз. скважины, т/сут	Дебит вертик. скважины, т/сут	Кратность увеличения дебита
Прадхо Бей (США)	2700	476	1670	400	4
Вирджиния (США)	1020	600	3400	2100	1,6
Колд Лейк (Канада)	480	1016	4000	500	8
Роспо Маре (Италия)	1380	470	500–1900	90–270	6–23
Яблоновская (РФ)	540	150	40	23	1,7
Карташевская (РФ)	475	51–328	120	6–8	15–20
Тереклинская (РФ)	1300	100	64	32	3–6
Южно-Карская (РФ)	260	100	70–140	4–35	2–35

Проведем теоретическую оценку соотношения дебитов ГС и замененных ею вертикальных скважин при различных эффективных толщинах пласта. Предположим, что на нефтяной залежи применена равномерная квадратная сетка размещения вертикальных скважин, а схема заводнения является однорядной, когда в полосе между двумя нагнетательными рядами находится один добывающий и в каждый добывающий ряд закачиваемая вода поступает с двух сторон от двух нагнетательных. Тогда формула дебита m добывающих скважин в соответствии с известной расчетной схемой эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова [1] имеет следующий вид:

$$q_m = m \cdot q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_3}{\frac{1}{m} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right)}, \quad (1)$$

где $k \cdot h / \mu$ – гидропроводность нефтяного пласта; k – проницаемость; h – эффективная толщина нефтяного пласта; μ – вязкость нефти в пластовых условиях; $P_{пл}$ – пластовое давление; P_3 – забойное давление в добывающей скважине; $1/2$ означает уменьшение внешнего фильтрационного сопротивления в 2 раза, поскольку нагнетательные ряды и линии пластового давления находятся по обе стороны от добывающего ряда; σ – расстояние от добывающей скважины до линии пластового давления (ширина потока); 2σ – расстояние между соседними скважинами и между соседними рядами скважин; r_c – радиус добывающей скважины.

Применение расчетной схемы эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова позволяет получить формулу дебита ГС, расположенной на линии добывающего ряда вместо m добывающих скважин.

$$q_s = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_3}{\frac{1}{2} \cdot \frac{\sigma}{m \cdot 2\sigma - l} \cdot \ln \frac{m \cdot 2\sigma}{l} + \frac{h}{l} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}}, \quad (2)$$

где l длина горизонтальной части горизонтальной скважины, проходящей по нефтяному пласту.

Соотношение дебитов ГС и замененных ею m вертикальных скважин при $m \cdot 2\sigma = l$ принимает вид:

$$v = \frac{q_c}{q_m} = \frac{\frac{1}{m} \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right)}{\frac{1}{2} \cdot \frac{\sigma}{m \cdot 2\sigma - l} \cdot \ln \frac{m \cdot 2\sigma}{l} + \frac{h}{l} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c}} = \frac{\frac{1}{4} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi r_c}}{\frac{1}{m \cdot 2\sigma - l} \cdot \ln \frac{m \cdot 2\sigma}{l} \cdot \frac{m \cdot h}{l} + \frac{1}{2\pi \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}}}, \quad (3)$$

Результаты расчетов по формуле (3) для различных значений l , h и m приведены в табл. 2. Из таблицы видно, что во всех случаях, когда горизонтальная часть больше эффективной толщины нефтяного пласта ($l > h$) отмечается заметное и даже значительное преимущество по дебиту ГС по сравнению с вертикальной.

Таблица 2

Результаты расчетов соотношения дебитов горизонтальной и вертикальных скважин, в зависимости от l, h, m

$L, м$	Значения v при														
	$m = 1$ и $h, м$					$m = 2$ и $h, м$					$m = 4$ и $h, м$				
	1	2	5	10	25	1	2	5	10	25	1	2	5	10	25
10	1,34	1,3	1,15	0,992	0,53	1,136	1,08	0,887	0,642	0,316	0,978	0,897	0,66	0,42	0,179
20	1,613	1,583	1,467	1,267	0,84	1,34	1,3	1,15	0,992	0,53	1,136	1,08	0,887	0,642	0,316
40	1,992	1,969	1,876	1,704	1,27	1,613	1,583	1,467	1,267	0,84	1,34	1,3	1,15	0,992	0,53
80	2,535	2,517	2,44	2,289	1,86	1,992	1,969	1,876	1,704	1,27	1,613	1,583	1,467	1,267	0,84
160	3,342	3,326	3,258	3,121	2,69	2,535	2,517	2,44	2,289	1,862	1,992	1,969	1,876	1,704	1,27
320	4,576	4,561	4,497	4,365	3,93	3,342	3,326	3,258	3,121	2,699	2,535	2,517	2,44	2,289	1,862
400						3,682	3,667	3,6	3,466	3,043	2,76	2,743	2,669	2,524	2,099

По данным таблицы 2 построены графики зависимостей v от l при $h = 10$ м (рис. 1), и v от h при $l = 160$ м (рис. 2).

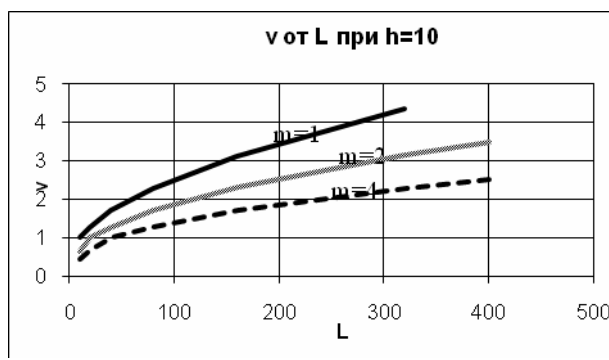


Рис. 1. Зависимость соотношения дебитов горизонтальной и вертикальных скважин от длины горизонтального участка

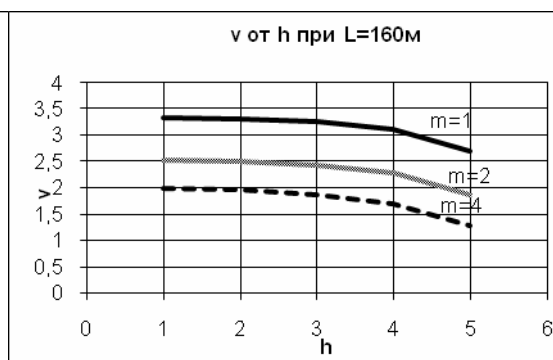


Рис. 2. Зависимость соотношения дебитов горизонтальной и вертикальных скважин от эффективной толщины пласта

Образцом наиболее сложных работ по применению ГС является самый крупный в России куст № 2842 из 12 ГС опытного участка пласта АВ11+2 («рябчик») на Самотлорском месторождении. Куст построен в 1996 г. по радиально-лучевой схеме с длиной горизонтальных стволов 500 м. Семилетний срок эксплуатации участка показал целесообразность освоения трудноизвлекаемых запасов нефти пласта АВ11+2 («рябчик») Самотлорского месторождения системой ГС.

В середине 90-х гг. по проектам института [3] построено несколько десятков скважин с отходом забоя от вертикали до 2500 м на Мамонтовском, Южном, Покамасовском и Мегионском месторождениях. Необходимость строительства таких скважин продиктована труднодоступностью залежей нефти, расположенных под природоохранными зонами, промышленными объектами и городской инфраструктурой. Разбурен участок Мамонтовского месторождения, находящийся под городом Пытьях. Построены десять скважин (с отходами 1500–1900 м) под водоохранную зону озера Неримлор Нонг-Еганского месторождения. На Южном месторождении благодаря пробуренным ГС количество кустовых оснований уменьшилось в два раза, построена скважина с рекордным в Западной Сибири отходом от вертикали: на кровлю пласта ЮВ1 – 2478,7 м и на забой – 2539 м.

Широко проверенных и рекомендуемых к промышленному внедрению способов ограничения водопритока в ГС и повышения их продуктивности в настоящее время пока нет. Имеются лишь отдельные удачные примеры проведения изоляционных работ и эксплуатации высокообводненных ГС в карбонатных отложениях [4]. При проектировании разработки нефтяных залежей горизонтальными скважинами обязательно следует учитывать особенности геологического строения нефтяных пластов, в том числе ошибки прогнозирования глубины залегания пластов и слоев, определять возможные отрицательные эффекты, соизмерять их с ожидаемыми положительными эффектами и принимать всесторонне обоснованное решение.

Сегодня можно констатировать, что проведенные опытно-промышленные работы и эксперименты в различных системах разработки во многих регионах России (Удмуртия, Татарстан, Башкортостан, Тюменская область) доказали технологическую и экономическую эффективность разработки месторождений нефти с применением горизонтальных скважин.

Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных и газовых месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964 – 320 с.
2. Григорян А.Н. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969. – 190 с.
3. Кульчицкий В., Ахметшин М. / Бурение и Нефть, 2004. – № 4
4. Фаткуллин Р.Х., Вакула Я.В., Поваляев А.И., Юсупов И.Г. Некоторые аспекты технологии бурения горизонтальных скважин на месторождениях Татарстана / Нефтяное хозяйство, 1998. – № 4. – С. 63–65.

ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ФЛЮИДА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА Ю₁¹ НА ПЕРВОМАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

И.В. Бобрикова, И.Ю. Зимин

Научный руководитель старший преподаватель С.В. Зимица
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В системе акционерного общества "Томскнефть" Первомайское нефтяное месторождение является наиболее крупным месторождением Васюганского нефтедобывающего района и эксплуатируется НГДУ "Васюганнефть". Первомайское нефтяное месторождение открыто в 1969 г. и введено в разработку в 1981 г. Своей большей (южной) частью расположено в Каргасокском районе Томской области, его меньшая (северная) часть находится на территории Сургутского района Тюменской области в 600 км к северу от г. Томска. Нефтеносность связана с песчано-алевритовыми отложениями верхней подсвиты васюганской свиты верхнеюрского возраста. В разрезе подсвиты выделяется продуктивный пласт Ю₁¹. Общая толщина пласта изменяется от 2,4 до 12,6 м, нефтенасыщенная 0–10 м. По мере завершения разведочных работ в 1976 г. были утверждены запасы нефти – 66,5 млн. т (категория С₁). В настоящее время месторождение находится на четвертой стадии разработки. Постоянный мониторинг за его состоянием, оценка эффективности реализуемой системы разработки, внесение соответствующих корректив по режимам эксплуатации, анализ выработки запасов является залогом высоких показателей разработки месторождения.

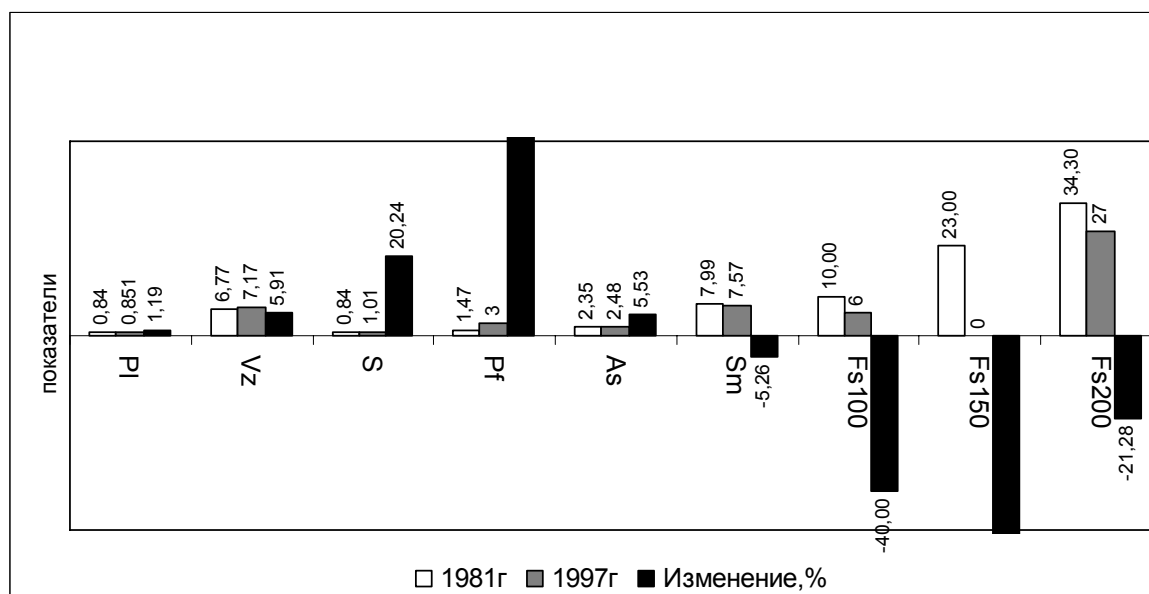


Рис. 1. Изменение физико-химических свойств процессе разработки Первомайского месторождения

Целью данной работы является нахождение функциональных зависимостей между физико-химическими свойствами нефтей Первомайского месторождения, с одной стороны, и временем разработки, с другой.

Достаточный объем фактических данных позволяет проанализировать изменение физико-химических свойств нефтей по мере выработки запасов и дать количественную оценку происходящим процессам. Интервал исследований соответствует 16 годам (1981 по 1997 гг.). В качестве физических показателей рассматривались плотность и вязкость нефти, показатели компонентного состава (содержание серы, парафинов, асфальтенов, смол), показатели фракционного состава (выход углеводородов с температурой кипения соответственно до 100, 150, 200, 250 и 300 °С). Изменение физико-химических свойств нефти в процессе разработки Первомайского месторождения представлено на рис. 1.

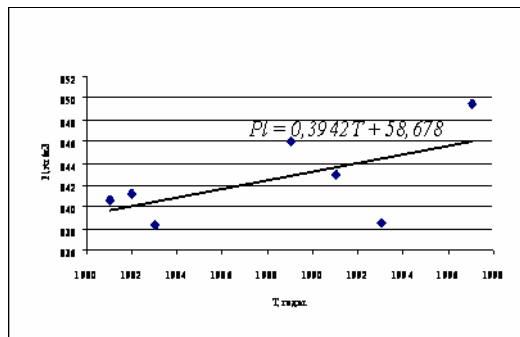


Рис. 2. Изменение плотности нефти PL от времени разработки T

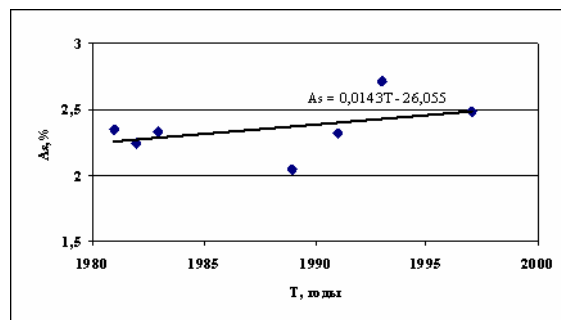


Рис. 3. Изменение содержания в нефти асфальтенов As

Таблица
Зависимости физических свойств и компонентного состава нефтей от времени разработки

Параметры нефти	Линейное уравнение
Вязкость Vz , мПа*с	$Vz = 0,1236T - 240,47$
Содержание серы, S	$S = 0,0159T - 30,929$
парафинов, Pr	$Pr = 0,1676T - 330,52$
смол, Sm	$Sm = -0,0329T + 72,187$

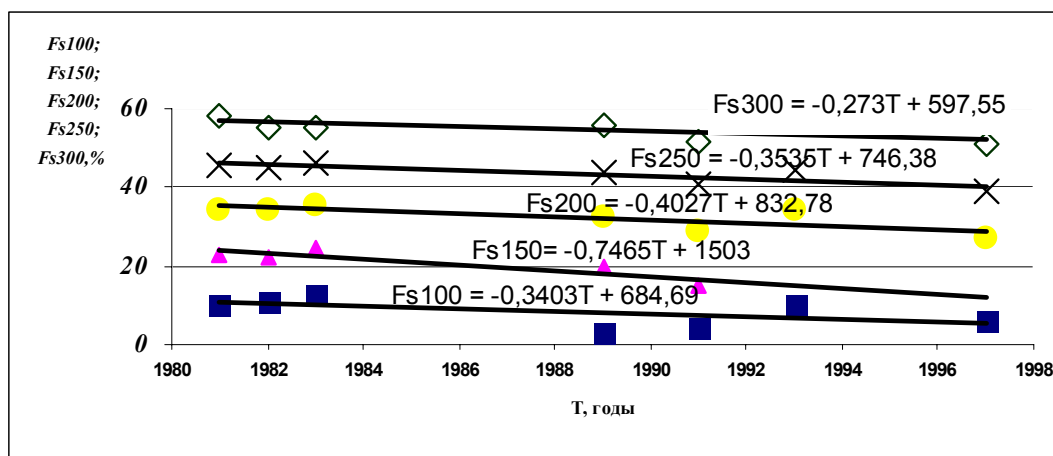


Рис. 4. Зависимость фракционного состава нефти Fs от времени разработки

На рис. 2–4 приведены некоторые зависимости физико-химических свойств и компонентного состава нефтей от времени разработки, другие зависимости в виде линейных уравнений представлены в таблице (выполнена линейная аппроксимация).

В процессе разработки месторождения падение пластового давления и приводит к изменению физико-химических свойств и состава пластового флюида (плотности, вязкости, содержанию примесей), которые определены по глубинным пробам. Из рис. 2–4 следует, что при изменении рассматриваемых показателей отмечается положительная зависимость, указывающая на рост определяемых величин и, следовательно, на ухудшение качества нефтей. Последние обогащаются серой, парафином, асфальтенами.

Зависимости фракционного состава (рис. 4) имеют отрицательный наклон, что свидетельствует об уменьшении содержания легких фракций.

Основные выводы:

1. Физико-химические свойства нефтей при интенсивных методах разработки являются динамическими показателями, причем их качественные характеристики уменьшаются.
2. Изменение физико-химических свойств нефтей необходимо учитывать как при оценке и прогнозировании товарных качеств нефтей (экономический фактор), так и при прогнозировании конечного коэффициента извлечения нефти. Необходимо принимать во внимание, что на средних и тем более поздних стадиях разработки месторождений расчет извлекаемых запасов нефти и технологических показателей базируется на методах материального баланса, которые связаны с физико-химическими свойствами нефтей.

Литература

1. Тарасов Е.А., Никандров Ю.Н., Никифоровна Г.Э. Изменение физико-химических свойств нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1999. – № 7. – С. 25–27.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА НАДЕЖНОСТЬ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ю.Б. Брагина, К.М. Бахарева, Л.И. Харитонova

Научный руководитель профессор В.Д. Макаренко

**Нижневартовский филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нижневартовск, Россия**

Для выяснения степени влияния методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на коррозионно-механическую стойкость трубопроводов и внутрискважинного оборудования были систематизированы и обобщены результаты многолетних наблюдений за состоянием нефтепромыслового оборудования на месторождениях Нижневартовского региона.

Анализ этих данных показывает, что основными причинами аварийных отказов оборудования являются локальная (язвенная) коррозия и сероводородное растрескивание. В то же время наибольшее влияние на снижение надежности оборудования оказывают следующие методы ПНП:

гидродинамические и газовые;

физико-химические и комбинированные.

Причем такая аналогия проявляется на основных видах оборудования – насосно-компрессорные трубы (НКТ), обсадные трубы и промысловые трубопроводы.

Анализ причин отказов оборудования в зависимости от методов повышения нефтеотдачи пластов позволил разработать технологические и технические мероприятия по совершенствованию последних с целью снижения их коррозионной активности, в частности:

1. Физико-химические методы ПНП:

– добавление ингибиторов отечественного и зарубежного производства в составы реагентов, закачиваемых в нефтяные пласты, например, к композиции ИХН добавляется роданистый аммиак и т.п.;

– снижение жесткости воды путем добавления ПАВ или закачка ее в скважины в чистом виде как низкой, так и высокой концентрации;

– добавление дезэмульгаторов с целью расслоения эмульсий в пласте и в системе сбора нефти;

– добавление химреагентов в пласт для наиболее полного затампонирования существующих каналов (трещин) с аномально низким фильтрационным сопротивлением и одновременного повышения коэффициента охвата заводнением;

– с целью нейтрализации pH среды, контактирующей с обсадной колонной и НКТ, закачка нейтрализаторов в пласт с последующей их реакцией в пласте;

2. Гидродинамические и газовые методы ПНП:

– при циклическом воздействии на пласт стремиться к максимально равномерному распределению давления на устье по группам нагнетательных скважин с целью снятия или снижения механических нагрузок;

– закачка переходной (буферной) жидкости при переходе с закачки газа на воду и, наоборот, с раствора хлорида кальция на метанол и т.п.;

– добавление в композиционные составы гидрофобизаторов с целью уменьшения поступления воды в продукцию;

– добавление в композиционные составы полимеров для водоизоляции и временного покрытия поверхности НКТ;

– с целью уменьшения выноса механических примесей, производить закачку в пласт полимеров для образования более крупных конгломератов в пласте.

Для повышения надежности нефтепромыслового оборудования рекомендуется выполнять следующие меры в процессе проектирования и сооружения скважин:

– при бурении скважин использовать материалы (обсадная труба), позволяющие применять повышенное давление нагнетания;

– цементирование межколонного пространства до забоя;

– для предупреждения коррозии, вызванной как механическим эрозийным повреждением, так и прохождением электрохимических процессов, следует на поверхности НКТ и обсадной колонны наносить коррозионностойкие лакокрасочные покрытия;

– на основании скважин влиять управляемыми депрессиями, для чего необходимо использовать, например, струйные насосы.

ПРИОРИТЕТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Ю.Б. Брагина, К.М. Бахарева, Л.И. Харитонова

Научный руководитель профессор В.Д. Макаренко

**Нижневартковский филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нижневартовск, Россия**

Важность повышения нефтеотдачи обусловлена существенным снижением потенциала сырьевой базы отрасли, ухудшением структуры запасов. Так, доля запасов нефти, отнесенных к трудноизвлекаемым, увеличилась до 54 % от общих запасов, причем 64 % из них (23 млрд. т) приурочены к низкопроницаемым пластам.

В настоящее время извлекаемые высокопродуктивные запасы нефти месторождений ОАО «ТНК – ВР» выработаны практически полностью, из оставшихся запасов более половины относится к трудноизвлекаемым, приуроченным к низкопроницаемым объектам и высокообводненным зонам.

Поэтому для наращивания добычи нефти из низкопроницаемых пластов новых месторождений, а также малопродуктивных и высокообводненных зон старых месторождений необходимо применение широкого спектра физико-химических, гидродинамических, гидромеханических и комбинированных технологий.

Многолетние опытно-промысловые испытания позволили научно обосновать наиболее перспективные технологии, существенно повышающие производительность скважин, в частности:

I. Технологический комплекс по выравниванию профилей приемистости и регулированию внутрискважинных потоков (ТК ВПП и РВФП)

Основные задачи, которые решаются с помощью комплекса – продление периода рентабельной эксплуатации элементов залежи на поздней стадии разработки за счет улучшения выработки низкопроницаемых интервалов в неоднородных пластах и повышение нефтеотдачи путем увеличения охвата пластов заводнением как по толщине, так и по простиранию.

При проведении работ в ОАО «ТНК – ВР» использовались следующие технологии обработок нагнетательных скважин на основе:

- 1) полимерных суспензий (ПС),
- 2) силикат-полимерных гелей,
- 3) щелочных полимерсуспензионных композиций (ЩПСК).

Технологии могут использоваться в различных геологических условиях, включая массивные залежи и водонефтяные зоны.

Периодическая обработка нагнетательных скважин позволяет постоянно контролировать процесс заводнения неоднородного пласта и обеспечить нестационарный режим заводнения, способствующий повышению нефтеотдачи.

II. Технологический комплекс водоизоляционных работ (ТК ВИР)

Комплекс предназначен для обеспечения активной выработки остаточных запасов нефти на участке дренирования отдельных высокообводненных добывающих скважин и повышения нефтеотдачи за счет продления периода их рентабельной эксплуатации.

В результате реализации мероприятий данного комплекса на скважинах происходит снижение обводненности добываемой продукции и увеличение дебита нефти. При проведении работ использовались базовые технологии обработок добывающих скважин с применением:

- 1) композиций на основе жидкого стекла;
- 2) композиций на основе сополимера «Комета» и смолы ТЭГ, ДЭГ;
- 3) силикат-полимерных гелей, полимерглинистых композиций и полимерных гелеобразующих и вязкоупругих составов (ГОС, ВУС);
- 4) комплекса кремнийорганических эмульсий, цементных и нефтцементных суспензий.

Составы обеспечивают образование структурно связанных гелевых систем, устойчивых к действию температур пластовых вод, снижающих проницаемость водонасыщенных интервалов в 50–100 раз. В нефтенасыщенных интервалах тампонирующая масса не образуется.

В условиях высоконапорной фильтрации воды или при действии нескольких причин обводнения используется метод «двойной» изоляции, когда применяется комбинация фильтрующихся составов с нефтцементным раствором.

III. Технологический комплекс обработки призабойной зоны пласта (ТК ОПЗ)

Комплекс решает задачу повышения продуктивности малодебитных скважин и вовлечения в активную разработку недренируемых и слабодренируемых запасов нефти в низкопроницаемых зонах и интервалах пласта, обеспечивая тем самым повышение коэффициента нефтеизвлечения.

Данный комплекс используется для повышения продуктивности как добывающих, так и нагнетательных скважин. Группа методов ОПЗ включает комплексное использование гидрофобизирующих составов, разглинизирующих (декольматирующих) композиций, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и модифицированных кислотных составов.

При использовании ТК ОПЗ обязательными являются экспресс-исследования скважин по определению скин-фактора и потенциального дебита, а также применение операций по очистке призабойной зоны пласта (ПЗП) от продуктов реакции с помощью специальных имплозионных устройств или свабирования.

При проведении работ использовались следующие технологии:

- 1) гидрофобизация ПЗП,
- 2) декольматация и разглинизация ПЗП,
- 3) изоляционно-кислотное воздействие.

Кроме вышеперечисленных комплексов в работах использовалась технология выработки остаточных запасов нефти на участках газлифтной эксплуатации скважин, позволившая за счет мероприятий по изменению режимов эксплуатации газлифтных скважин получить дополнительно более 60 тыс. т нефти.

Перечисленные выше технологии апробировались с дальнейшим внедрением в производственный процесс добычи нефти на 30 участках Самотлорского и других месторождений ОАО «ТНК – ВР», где в зависимости от геолого-физических особенностей залежей нефти, текущего состояния разработки составлялись и реализовывались те или иные комплексы геолого-технических мероприятий (ГТМ).

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГИ (О. САХАЛИН)

А.М. Брезин

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

Характеристика месторождения. 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, расположен в 40 км южнее месторождения и в 170 км на север находится г. Оха. Месторождение открыто и введено в пробную эксплуатацию в 1975 году, когда при испытании в скв. 1 песчаного дагинского пласта с глубин 2176–2185 м был получен мощный фонтан нефти с дебитом более 200 тонн в сутки. Этим была впервые установлена высокая продуктивность отложений дагинской свиты [1].

На месторождении с 1975 по 1977 г. проводилась опытно-промышленная эксплуатация, а с 1977 года начата промышленная разработка нефтяных и газовых горизонтов. В 1983 году 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 года из месторождения отобрано 2239 млн. м³ газа или 52 % от запасов свободного газа, отбор стабильного конденсата за весь период разработки составил 30 тыс.тн., товарного конденсата 21,3 тыс.тн. Некоторые залежи не охвачены процессом разработки по причине малых запасов газа и отсутствия фонда скважин. На долю этих залежей приходится 153 млн. м³. Дальнейшая разработка планируется существующим фондом скважин при сложившейся системе разработки [1].

Целью настоящей работы является расчет прогнозных показателей разработки в результате перевода скважины № 326 на вышележащие пласты VI–VII в III блоке.

Расчет показателей разработки

Период постоянной добычи. Расчет показателей разработки при газовом режиме газоконденсатной залежи сводится к решению системы уравнений: материального баланса для газовой залежи; технологического режима эксплуатации скважины; притока газа к забою скважины; отбора газа из месторождения Q и дебита скважины q; расчета добычи конденсата [2].

Изменение во времени среднего пластового давления определяется по уравнению материального баланса для газовой залежи:

$$\tilde{p}(t) = \left(\frac{p_H}{z_H} - \frac{p_{ат} \cdot Q_{доб}(t) T_{пл}}{\alpha \Omega_H T_{ст}} \right) z(\tilde{p}(t)) \quad (1)$$

где p_H – начальное пластовое давление в газовой залежи; z_H и $z(p(t))$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа при начальном и среднем текущем давлениях соответственно; α – коэффициент газонасыщенности; Ω_H – объем порового пространства газовой залежи; $T_{пл}$ и $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температуры; $Q_{доб}(t)$ – суммарный отбор газа с месторождения за время t при стандартной температуре.

В этом уравнении две неизвестные величины: $p(t)$ и $z(p(t))$. Известно, что зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления для каждого месторождения определяется составом газа и пластовой температурой. Для вычисления пластового давления по формуле (1) можно использовать метод итераций (последовательных приближений). При вычислении пластового давления в момент t в уравнение (1) подставляется значение добытого количества газа на этот момент времени. Это можно сделать, так как зависимость от времени годового отбора газа из месторождения задана. В качестве первого приближения принимается значение коэффициента z в предыдущий момент – при давлении p в момент $t-\Delta t$. По формуле (1) с коэффициентом $z(p(t-\Delta t))$ вычисляется пластовое давление $p(t)$ на момент t . По вычисленному пластовому давлению уточняется коэффициент z . С уточненным коэффициентом $z(p(t))$ по формуле (1) вновь определяется пластовое давление на момент t и т.д., до тех пор, пока пластовое давление в последней и предпоследней итерациях не будет отличаться на заданную погрешность ε ($\varepsilon = 0,01$ МПа). Аналогично определяются значения среднего пластового давления на другие моменты времени, то есть находится первая искомая зависимость $p = p(t)$.

При использовании допущения $p_k(t) \sim \tilde{p}(t)$ режим заданной депрессии на пласт переписывается в виде:

$$\tilde{p}(t) - p_c(t) = \delta \quad (2)$$

При известной зависимости $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ условие (2) позволяет вычислить вторую искомую зависимость $p_c = p_c(t)$ изменения во времени забойного давления в скважинах.

Согласно исследованиям [2] уравнение притока реального газа к забою скважины при замене контурного давления p_k средним пластовым давлением записывается в виде:

$$\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) = A(\mu'z)_{cp} q(t) + Bz_{cp} q^2(t). \quad (3)$$

Здесь A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемые по данным испытания скважин.

Период падающей добычи. Пусть на момент t периода падающей добычи газа все показатели разработки известны. Приближенно оценим добытое количество газа к моменту $(t+\Delta t)$ по формуле:

$$Q_{\text{доб}}(t + \Delta t) = Q_{\text{доб}}(t) + Q(t)\Delta t. \quad (4)$$

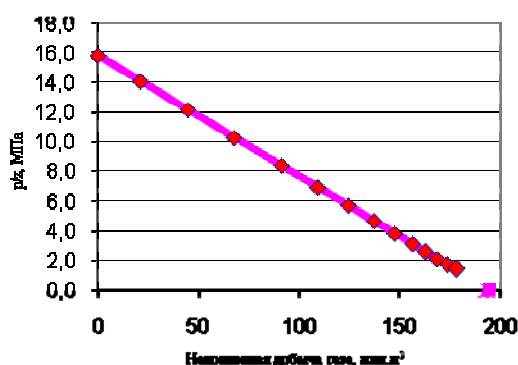


Рис. 1. Изменение приведенного пластового давления при газовом режиме

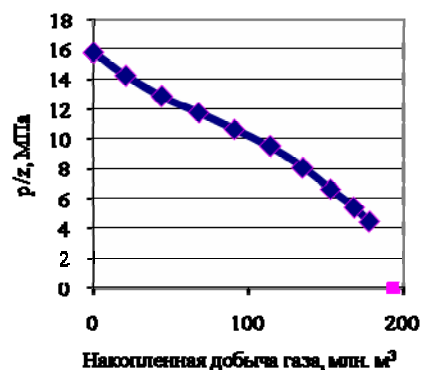


Рис. 2. Изменение приведенного пластового давления при водонапорном режиме

Другими словами, принимаем, что отбор газа за рассматриваемый интервал времени не изменился. По уравнению материального баланса определяется соответствующее этому добытому количеству газа среднее пластовое давление. Найденное среднее пластовое давление $\tilde{p}(t + \Delta t)$ определяет дебит каждой отдельной скважины. Знание допустимых депрессий по каждой скважине позволяет определить приближенные забойные давления в них на момент $t + \Delta t$. По найденным $\tilde{p}(t + \Delta t)$ и $p_{ci}(t + \Delta t)$, где $i = 1, 2, \dots, n$, определяются $(\mu'z)_{cp i}(t + \Delta t)$ и $z_{cp i}(t + \Delta t)$. Затем с использованием уравнения притока газа к каждой скважине вычисляются дебиты отдельных скважин на момент $t + \Delta t$. Суммирование дебитов по отдельным скважинам дает отбор газа из месторождения в целом $Q(t + \Delta t)$ на рассматриваемый момент. По формуле:

$$Q_{\text{доб}}(t + \Delta t) = Q_{\text{доб}}(t) + (Q(t) + Q(t + \Delta t)) \frac{\Delta t}{2} \quad (5)$$

уточняется добытое количество газа на момент $t + \Delta t$. Уточненное добытое количество газа используется в расчетах второго приближения и т.д., до получения искомого решения задачи на момент $t + \Delta t$.

Расчет добычи конденсата. Количество извлекаемого из залежи стабильного конденсата за любой i -й период разработки залежи, приведенное к $p_{ат}$ и $T_{ст}$, находится по формуле:

$$\Delta Q_{ki} = q_{ki}(\tilde{p}_i) \Delta Q_i. \quad (6)$$

Здесь ΔQ_{ki} и ΔQ_i – соответственно добытые количества стабильного конденсата и газа за i -й интервал разработки (приведенные к $p_{ат}$ и $T_{ст}$); q_{ki} – среднее содержание стабильного конденсата в добываемом газе за рассматриваемый период; \tilde{p}_i – среднее давление в залежи или дренируемой зоне пласта на середину i -го интервала.

Изотермы дифференциальной конденсации. С целью изучения характера конденсации углеводородов C_5+ в пласте при изотермическом снижении давления в залежи в газоконденсатной лаборатории проведены термодинамические исследования методами дифференциальной конденсации. Результаты опытов по дифференциальной конденсации пластового газа в дальнейшем используются для расчета добычи конденсата.

Результаты расчетов. По методикам, приведенным выше, произведен расчет показателей разработки VI+VII пласта III блока, скв. 326 (газоконденсатной залежи) для газового и водонапорного режима. Расчеты велись с использованием программы Excel из пакета Microsoft Office. При расчетах технологических показателей коэффициент эксплуатации скважин принят 0,904.

Расчеты показали, что в случае проявления газового режима рентабельный срок разработки – 13 лет, накопленная добыча природного газа составит 178 млн. m^3 , конденсата 6,44 тыс. тонн, период максимальной добычи продлится 3 года, себестоимость 1 тыс. m^3 газа – 520,3 руб./тыс. m^3 .

Проявление водонапорного режима характеризуется более длительным периодом максимальной добычи газа (4 года) при меньшем сроке разработки 9 лет, снижением эксплуатационных затрат; в течение 9 лет накопленная добыча природного газа составит 178 млн. м³, конденсата 6,68 тыс. тонн, при этом себестоимость 1 тыс. м³ газа 517,0 руб./тыс. м³.

Литература

1. Геологический отчет НГДУ "Катанглинефтегаз", 2004. – 180 с.
2. Коротаяев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 294 с.

ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ КАК ЭВОЛЮЦИОННАЯ СИСТЕМА

С.А. Вершинин¹, А.А. Гусев²

Научный руководитель доцент В.В. Филин

¹ Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

² ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Россия

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» физико-химические методы (технологии) увеличения нефтеизвлечения (ФХ МУН) применялись в течение почти 15 лет на 18-ти нефтяных месторождениях. Подавляющее большинство этих месторождений находится на заключительной стадии разработки и на всех месторождениях применяется искусственное заводнение. В продуктивные пласты, представленные в основном песчаниками и алевролитами, закачивались такие составы и композиции, как «Гивпан», шитые большеобъемные гелевые составы (СБГС) на основе полиакриламида, полимер-дисперсные системы (ПДС) «Темпоскрин», гелеобразующие композиции (ГОК) «Галка» и др. Аналогичные работы проводились и на других нефтяных месторождениях Западной Сибири, а также в Татарстане, Коми, Башкортостане.

Проведенные исследования [1, 4] показали, что и характер изменений продолжительности того или иного ФХ МУН, и их интенсивность от воздействия производственно-технических факторов (ПТФ) имеют идентичный вид. Это позволяет осуществлять оценку продолжительности эффекта любого из применяющихся ФХ МУН в безразмерных единицах (в долях единицы), где за 1,0 принимается максимальное среднестатистическое время продолжительности эффекта того или иного ФХ МУН. При этом воздействие ПТФ были минимальными (единичными) или полностью отсутствовали.

Для математической обработки результатов применения ФХ МУН на нефтяных месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в качестве показателя была принята продолжительность эффекта T_{Σ} того или иного МУН. Оценивалось изменение T_{Σ} от количества n воздействий ПТФ. При этом влияние количества смен циклов заводнения рассматривалось с учетом амплитуды A изменения $r_{пл}$ от начального значения $r_{пл}^{нач}$ ($\pm 2,5 \% r_{пл}^{нач} \leq A \leq \pm 18 \% r_{пл}^{нач}$). Для оценки влияния кислотных обработок на T_{Σ} было введено понятие условного радиуса R проникновения кислотного раствора (состава) вглубь пласта. Величина R вычислялась на основании следующих условий: диаметр скважины 0,215 м, средняя толщина пласта 12 м, расход кислотного раствора на 1м толщины пласта 1,5 м³. С учетом этого величина R составляет 0,13 м для соляно-кислотной ванны; $R = 0,69$ м для простой соляно-кислотной обработки; $R = 1,78$ м для циклической комбинированной обработки; $R = 2,82$ м для комплексной обработки [5]. Количество V (м³) того или иного состава (композиции), закачиваемых в пласт с целью повышения нефтеотдачи находилось в пределах от 170–200 м³ (ГОК ГАЛКА, ПГС «Темпоскрин» и др.) до 2000–3500 м³ (ПГС, СБГС и др.) в соответствии с рекомендациями разработчиков этих композиций и составов [5].

Исследования [1, 4] и рекомендации по применению ФХ МУН [5] показывают, что наибольшей продолжительностью эффекта и стойкостью к воздействию отрицательных факторов обладают СБГС и шитые полимерные составы (СПС). Но их объемы, закачиваемые в продуктивные пласты, в 18–40 раз превосходят количества других закачиваемых композиций (составов). По-видимому, при прочих равных условиях, большие объемы закачиваемых составов требуют и большего времени на их возможную деструкцию и потерю закупоривающих свойств.

Результаты первых опытно-промышленных испытаний СПС и СБГС [3] показали, что закачка в продуктивные пласты этих составов в объемах 300–700 м³ обеспечивает продолжительность их действия в течение 8–13 месяцев, что сопоставимо с продолжительностью эффекта от закачки других композиций и составов. Эти данные позволяют сделать вывод о том, что закачка в пласт, например, ГОК «ГАЛКА» или «Метка» в объемах 2000–3500 м³ обеспечит продолжительность эффекта в течение 18–24 месяцев и более при прочих равных условиях.

Дифференцированное изучение как индивидуального воздействия отдельных факторов, так и их интегрального воздействия на показатель позволяет наблюдать данную систему как эволюционную. В таких системах определенные последовательные сочетания факторов или их последовательное индивидуальное воздействие приводят к определенным изменениям (росту или понижению) показателя с той или иной закономерной интенсивностью. Для математического описания рассмотренных процессов системы «пласт-воздействие» применена методология эволюционного прогнозирования [2].

Для описания процесса «роста» в эволюционных системах обычно используют переменные, которые характеризуют «рост». В этих переменных аккумулируются все сведения о функционировании системы. Таким образом, имея конкретную реализацию эволюции системы, можно описать ее как некоторую траекторию $z(t)$ в соответствующем пространстве состояний.

Процесс роста обычно предсказывается временными рядами. Однако эволюционные процессы в большинстве случаев оказываются весьма сложными и неопределенными системами. По этой причине описание системы в виде временных рядов приводит к значительным погрешностям при прогнозировании. Поэтому целесообразно расчленив сначала сложную систему на элементарные подсистемы, изучить их, а после, уяснив эволюцию системы в целом, промоделировать ее для расчета на компьютере.

Такую эволюционную систему можно воспринимать как структуру из прогрессирующих во времени подсистем. С использованием модели Бергаланфи разработана программа представления аналогичных процессов в виде набора экспонент.

Таким образом, процесс изменения T_{Σ} можно рассматривать как сложную эволюционную систему, которая в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств горных пород, реологических свойств закачиваемых в пласт композиций и составов функционирует в различных состояниях.

Совокупность данных о продолжительности эффекта того или иного ФХ МУН обработана в соответствии с изложенным выше и может быть представлена в виде набора восьми экспонент:

$$T_{\Sigma} = 0,0928 \{ \{ 3,1994 \exp \{ -[2,554 (p_{пл} - 0,84)^{3,3} + 0,004] n \} - 1 \} \} + \\ + 0,0108 \{ 20,287 \exp[-0,022 n \exp(0,813 R)] - 1 \} + 0,3291 \{ 1,656 \exp [-0,024 n \exp(0,06A)] - 1 \} + \\ + 0,0025 \exp \{ 0,3382 [1,5925 n + V^{-0,457} \exp(0,0426V)] \} + 0,3538 [0,8655 \exp(-0,665 n) - 1 \}. \quad (1)$$

$$D = (d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \cdot \dots \cdot d_k)^{1/k} \quad (2)$$

Из анализа результатов промышленного применения различных ФХ МУН и формулы (1) следует, что в аналогичных (или идентичных) геолого-физических и технико-технологических условиях преобладающим фактором становится объем закачиваемого состава (композиции). В данном случае известны эмпирические связи, полученные по результатам спланированных и проведенных экспериментов в промышленных объемах, в которых ограниченное число факторов определяет диапазон изменений показателя. Стратегия исследований в подобных ситуациях заключается в подборе влияющих факторов таким образом, чтобы удовлетворять ограничениям и техническим требованиям на показатель используемых составов и композиций. Практическое применение в таких случаях получила функция желательности D , формируемая как среднее геометрическое частных функций желательности (d_1, d_2, \dots, d_k) значений показателя (единичных оценок качества).

Из числа сравниваемых компонентных и долевых составов композиций наиболее предпочтительной будет та композиция, которой соответствует наибольшее значение обобщенной функции качества ($D = \max$).

Ретроспективное и перспективное прогнозирование показателя T_{Σ} для месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ОАО «Лангепаснефтегаз» дает удовлетворительную сходимость с фактическими данными – коэффициенты нелинейной корреляции (корреляционные отношения) находятся в пределах 0,78–0,82.

Таким образом, использование данной методологии при опытно-промышленных испытаниях различных ФХ МУН при альтернативе методов, или формулы (1) для аналогичных геолого-технических условий позволит с наибольшей эффективностью прогнозировать рост нефтеотдачи в процессе разработки месторождений, учитывая изменение этого показателя при проектировании разработки. Очевидно, что полное отсутствие влияния ПТФ, а также правильный подбор композиции или состава к конкретным геолого-промысловым условиям могут обеспечить продолжительность эффекта большую, чем среднестатистическая.

Литература

1. Бикбавлеев Н.И., Неткачев И.А., Сашин И.А. Влияние на эффективность новых технологий повышения нефтеизвлечения производственно технических факторов // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. VII Международного научного симпозиума студентов, аспирантов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С. 433–435.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1986. – 278 с.
3. Релин В.И., Гусев А.В., Гусев С.В. и др. Опыт и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях НГДУ «Мамонтовнефть». – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – Обзорн. информ. Сер. «Техника и технология добычи нефти». – 59 с.
4. Филин В.В., Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Валецкий В.В. Исследование влияния на эффективность новых технологий повышения нефтеизвлечения производственно-технических факторов // Известия Томского политехнического университета, 2002. – Т. 305. – Вып. № 8. – С. 182–189.
5. Шадымухаметов С.А. Справочное пособие для операторов по химической обработке скважин. – Пермь: «Электронные издательские системы», 2005. – 323 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ С РЕЦИРКУЛЯЦИЕЙ ГАЗА ВТОРОЙ СТУПЕНИ

В.А. Витюгин

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

Традиционно при освоении нефтегазовых месторождений в первую очередь начинает функционировать система сбора и подготовки нефти, только после этого рассматриваются вопросы газосбора. Расположение месторождений в труднодоступных малонаселенных районах, их удаленность от магистральных газопроводов приводят к тому, что строительство объектов для сбора, транспорта и утилизации нефтяного газа значительно отстает. В связи с этим, в большинстве случаев газ сжигается на факелах, что является причиной частого

загрязнения окружающей среды. Поэтому целесообразно совершенствовать систему подготовки скважинной продукции в направлении утилизации газа [1].

В нефтяной промышленности выполнен ряд важных работ, направленных на сокращение и устранение потерь нефти и газа при их добыче, сборе, подготовке и транспортировании, что в свое время позволило существенно повысить степень использования углеводородов в народном хозяйстве. Однако после ступенчатой сепарации при обработке продукции скважин по традиционной технологии на нефтепромыслах в разгазированной нефти остается значительное количество испаряющихся фракций, которые затем выделяются из негерметизированных резервуаров и аппаратов низкого давления в атмосферу. Это является причиной потерь углеводородов, причем, в зависимости от технологической схемы и конкретных условий, такие потери могут существенно превышать нормативные. Объяснение заключается в том, что процессы сепарации осуществляются в динамике при значительном отклонении процесса от равновесного состояния фаз. В результате происходит неполное их разделение и повышается содержание легких компонентов в нефти, а тяжелых – в газе. При поступлении разгазированной нефти в резервуар с большой поверхностью раздела фаз и необходимым объемом легкие компоненты успевают испариться и выделяться через дыхательные клапаны в атмосферу. Также, в промысловых и магистральных газопроводах выделяется значительное количество конденсата и влаги, что повышает гидравлическое сопротивление и приводит к потере углеводородов.

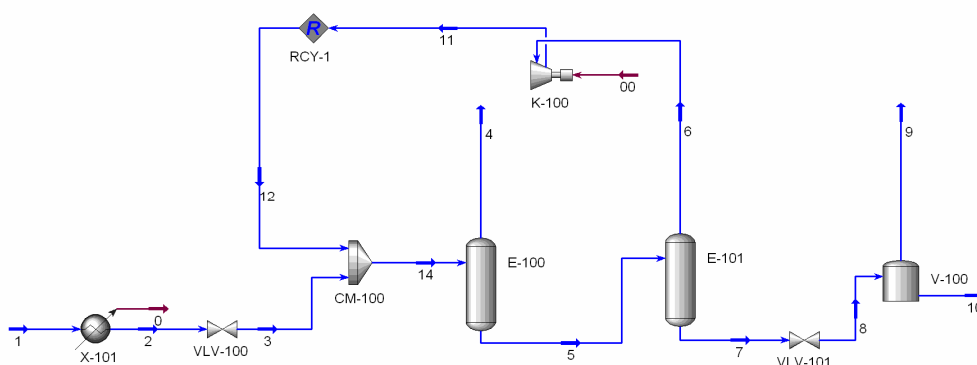


Рис. 1. Технологическая схема двухступенчатой сепарации нефтегазовой смеси с рециркуляцией газа второй ступени

Удачным решением данной проблемы является технология сепарации нефти с рециркуляцией газа, предложенная специалистами ТатНИПИнефти, согласно которой, обогащенный тяжелыми углеводородами газ II (концевой) ступени сепарации, и другие газы (резервуарный, не сконденсировавшийся при стабилизации, поступающий от горячей ступени сепарации, а также из вертикальных или наклонных газоотделителей) после компримирования через специальный распределитель подаются в нефтяную зону аппаратов I ступени сепарации. В результате контакта с нефтью происходят процессы охлаждения скомпримированного газа и перераспределение фаз, в результате чего конденсат и тяжелые углеводороды остаются в нефтяной зоне, а легкие газовые компоненты вместе с газом I ступени сепарации направляются на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Технология позволяет осушить непосредственно сырьевым потоком тяжелый газ перед подачей его в газопровод и тем самым снизить суммарные потери от испарения и конденсации, без увеличения нагрузки на компрессорное оборудование, применения абсорбентов и дорогостоящего оборудования. При этом существенно улучшается сепарация нефти на первой ступени, так как за счет барботирования нефти газом увеличивается количество выносимых из нее легких газовых фракций. Дополнительно требуется лишь установить компрессор и проложить газопровод от компрессора до сепаратора первой ступени [2, 3].

Целью данной работы являлась оценка влияния процесса рециркуляции газа второй ступени сепарации на выход и качество нефти и газа. Моделирование процессов сепарации проводилось в программном комплексе HYSYS. Программа предусматривает возможность построения моделирующей системы (рис. 1), состоящей из технологических аппаратов, связанных воедино материальными потоками. При моделировании был использован состав пластовой нефти месторождения Соболиное.

Потоки:

1 – нефть в пластовых условиях; 2 – охлажденная нефтегазовая смеси; 3 – сырая нефть перед сепаратором первой ступени; 4 – газ первой ступени сепарации; 5 – нефть после первой ступени сепарации; 6 – газ второй ступени сепарации; 7 – нефть после второй ступени сепарации; 8 – отсепарированная нефть при атмосферном давлении; 9 – газ, испаряющийся из резервуара; 10 – разгазированная нефть; 11,12 – газ второй ступени скомпримированный до давления потока 3.

Аппараты:

X-101 – холодильник – компенсирует уменьшение температуры нефти на пути из пласта до сепаратора; VLV-100 – клапан – компенсирует потерю давления на пути из пласта до сепаратора; SM-100 – смеситель – смешивает поток сырой нефти с газом второй ступени сепарации; E-100 – сепаратор первой ступени – сепарация нефтегазовой смеси, 1 ступень; E-101 – сепаратор второй ступени – сепарация нефтегазовой смеси, 2 ступень; VLV-101 – клапан – устанавливает атмосферное давление; V-100 – резервуар – хранение разгазированной нефти; K-100 – компрессор – дожимает газ второй ступени сепарации до давления сырьевого потока.

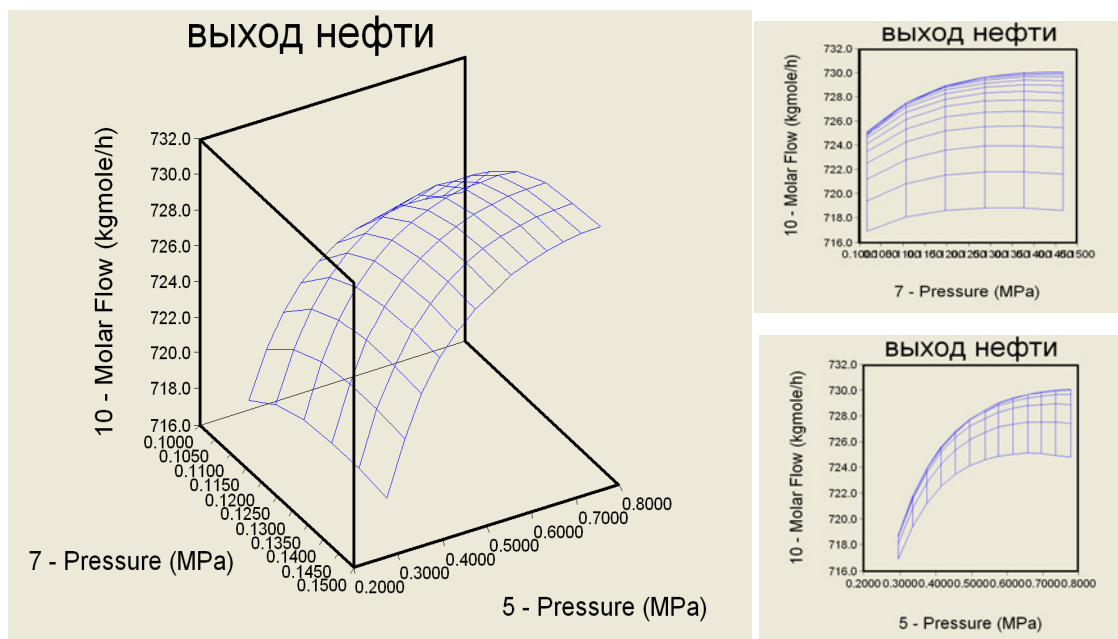


Рис. 2. Зависимость выхода нефти от изменения давления сепарации

Программный комплекс позволяет моделировать технологию сепарации при двух переменных (давлении первой и второй ступени сепарации), в результате получают трехмерные графики зависимости и их проекции (рис. 2), по которым нетрудно определить количество и компонентный состав выходящих потоков. Таким образом, можно оценить качество нефти и газа на выходе.

Несмотря на важность нефтяного газа, целевым продуктом, несомненно, является нефть, и оптимальным режимом сепарации будет режим с наибольшим выходом нефти. Результаты сравнения выходящих потоков при таком режиме приведены в таблице.

Таблица
Основные показатели и компонентный состав нефти и газа при различных технологиях сепарации

	Нефть		Газ первой ступени	
	Без рециркуляции	С рециркуляцией	Без рециркуляции	С рециркуляцией
Выход, кг·моль/ч	725,78	730,18	263,35	253,06
Вязкость, сП	3,297	3,060	$1,203 \cdot 10^{-2}$	$1,161 \cdot 10^{-2}$
Молекулярная масса	214	213,1	28,09	28,63
Плотность, кг/м ³	863,0	862,5		
Метан	0,0003	0,0001	0,6235	0,6502
Этан	0,0015	0,0010	0,0747	0,0789
Пропан	0,0212	0,0204	0,1432	0,1430
и-Бутан	0,0167	0,0176	0,0357	0,0306
н-Бутан	0,0524	0,0555	0,0769	0,0620
и-Пентан	0,0315	0,0326	0,0177	0,0126
н-Пентан	0,0464	0,0477	0,0197	0,0137
Остаток	0,8301	0,8251	0,0000	0,0000
Азот	0,0000	0,0000	0,0061	0,0063
Двуокись углерода	0,0000	0,0000	0,0026	0,0027

Выход нефти при использовании рециркуляции газа увеличился. При этом вязкость, молекулярная масса и плотность нефти получились меньше, чем при сепарации без рециркуляции. Такое изменение параметров характеризует более высокое качество нефти.

Компонентный состав нефти, полученной при технологии с рециркуляцией, позволяет нам предположить, что вследствие меньшего содержания легких компонентов (метана, этана, пропана), следует ожидать меньшие потери при последующем ее хранении в резервуаре.

Выход газа при использовании рециркуляции уменьшается. При этом молекулярная масса увеличивается, а вязкость уменьшается. Уменьшение вязкости связано с более высокой температурой сепарации при использовании технологии с рециркуляцией газа.

Компонентный состав газа, полученного при технологии с рециркуляцией, позволяет нам предположить, что вследствие меньшего содержания тяжелых компонентов (бутаны, пентаны), следует ожидать меньших потерь за счет конденсации при дальнейшем транспорте по газопроводу.

По полученным результатам можно сделать однозначный вывод о преимуществах применения технологии двухступенчатой сепарации нефтегазовой смеси с рециркуляцией газа второй ступени сепарации. При данной схеме сепарации выход нефти получается больше, а качество лучше. Также лучше получается качество газа, так как он будет конденсироваться в меньшей степени, нежели газ, получаемый по типовой схеме сепарации.

Оценивая эффективность метода рециркуляции газа второй ступени и простоту его осуществления можно понять, что борьба с потерями может быть осуществлена еще на стадии составления проектов разработки и обустройства нефтяных месторождений, а также при последующей организации технического обслуживания действующих промыслов. Можно рекомендовать, чтобы данная технология сепарации нашла отражение в нормах проектирования систем обустройства. Это будет отвечать современному уровню развития науки и техники.

Литература

1. Гончаров И.В., Новикова Н.В., Делгер С.С. Варианты утилизации нефтяного газа // Нефтяное хозяйство, 2004. – № 6. – С. 87–89.
2. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь. – Казань: «Фэн», 2002. – 408 с.
3. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: «Фэн», 2002. – 512 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТООКЛОТКОНЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ РИТИН-10 НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА БС₁₀²⁺³ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.И. Галиева

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

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

Текущее состояние разработки многих месторождений России и других стран мира характеризуется прогрессирующим ростом обводненности продукции и снижением добычи нефти. В этих условиях основными задачами являются стабилизация добычи нефти и недопущение ее резкого падения, что достигается применением эффективных методов воздействия на пласт [3].

Снизить количество попутно добываемой воды и увеличить добычу нефти можно за счет применения потокоотклоняющих и выравнивающих профиль приемистости технологий.

Для повышения эффективности заводнения неоднородных пластов и увеличения их нефтеотдачи в ОАО «РИТЭК» разработана технология на базе полимер-гелевой системы РИТИН-10 (ПГС РИТИН), которая применяется практически на всех стадиях разработки месторождений [2].

ПГС РИТИН – однокомпонентная гелевая система, основу которой составляет полимерный материал РИТИН-10 [1]. Реагент РИТИН-10 представляет собой композицию полиакриламида, модифицированного ионизирующим излучением, который в виде водного раствора через нагнетательные скважины закачивают в нефтяные пласты, частично уже заводненные. Водный раствор РИТИН-10 соответствующей концентрации и соответствующего объема закачивают в нагнетательную скважину, после чего скважину останавливают на сутки. За время простоя нагнетательной скважины водный раствор РИТИН-10 приобретает состояние геля и становится малоподвижным.

Закачкой водного раствора РИТИН-10 преследуют следующую цель: направить поток закачиваемой в продуктивный пласт композиции в уже обводненные прослои. Это приведет к резкому уменьшению холостой (непроизводительной) прокачки закачиваемой воды через эти прослои, что в свою очередь приводит к снижению обводненности продукции реагирующих добывающих скважин, к выравниванию профиля приемистости, увеличению охвата пласта заводнением, и, как следствие, к повышению нефтеотдачи пластов [1].

Отличительными свойствами ПГС РИТИН являются его высокая термоокислительная устойчивость, устойчивость к механической деструкции и длительная стабильность в пластовых водах с высокой минерализацией.

Технология ПГС РИТИН применяется:

- в карбонатных и терригенных заводненных пластах с высокой степенью послынной неоднородности;
- в поровых, трещинно-поровых и трещинных коллекторах с пластовой температурой до 120°C;
- если соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента (соотношение подвижностей) в пластовых условиях больше единицы (оптимальным является условие, когда соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента в несколько раз больше единицы);

- на объектах с эффективной толщиной пластов не менее 1 м и не более 100 м;
- в нефтенасыщенных коллекторах с изменением диапазона проницаемости от 3 до 1500 мД;
- с минерализацией пластовой воды до 230 г/л;

- на участках, разрабатываемых с применением любых методов заводнения, но при прочих равных условиях предпочтительнее участки с очаговым и блочным заводнением;
- если на одну обрабатываемую скважину приходится не менее 2–3 реагирующих добывающих скважин;
- на нагнетательных скважинах с коэффициентом приемистости не менее $150 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- когда средний дебит жидкости реагирующих добывающих скважин не менее $10\text{--}15 \text{ т}/\text{сут}$;
- когда нагнетательные и добывающие скважины перфорированы на одинаковый эксплуатационный объект.

Скважины подбираются с технически исправным (герметичным) наземным оборудованием, не имеющим пропусков и повреждений. Обязательными условиями при выборе скважин для проведения закачки ПГС РИТИН являются: отсутствие заколонных перетоков, исправность эксплуатационной колонны.

Пласт BC_{10}^{2+3} является основным нефтесодержащим объектом на месторождении, как наиболее крупный по площади, объемам нефтенасыщенных пород и отличается более высокой продуктивностью скважин. Пласт определен как единый нефтесодержащий объект и характеризуется упруго-водонапорным режимом. Пласт BC_{10}^{2+3} имеет сложное геологическое строение. Во-первых, этот комплекс отложений весьма изменчив по толщине, она варьируется от 30–60 м до 120 м, возрастает в северо-западном направлении, что согласуется с общим наклоном структурной поверхности кровли рассматриваемого пласта в пределах площади Тевлинско-Русскинского месторождения. Во-вторых, внутреннее строение комплекса весьма неоднородно. Здесь присутствует несколько песчано-алевролитовых пластов, причем количество пластов меняется в зависимости от структурного плана и общей толщины комплекса. В-третьих, каждый из выделенных пластов обычно представлен несколькими песчаными проницаемыми пропластками и в редких случаях представляет собой мощное однородное песчаное тело. Для пластов свойственно также полное замещение коллекторов непроницаемыми породами.

На площади месторождения выделены основная залежь и две небольших залежи пласта. Залежи пласта BC_{10}^{2+3} пластово-сводового типа.

Основная залежь распространяется широкой полосой субмеридионального простирания в западной части Тевлинско-Русскинского вала и на его западном погружении. На востоке, по восстанию пласта, залежь ограничена зоной глинизации коллекторов, что сопровождается региональным сокращением общей толщины горизонта в этом направлении. На юге также происходит глинизация коллекторов с последующим выклиниванием пластов. На западе, практически вдоль подножия наиболее крутой части склона происходит фациальное замещение пласта глинами, здесь распространение залежи ограничивается и литологически, и внешним контуром водонефтяного контакта (ВНК). На севере и в северо-западной части месторождения граница залежи связана с внешним контуром нефтеносности.

Залежь характеризуется сложной поверхностью ВНК, по которой в целом отмечается погружение в южном направлении. Наиболее высокое гипсометрическое положение контакта (-2423 м) установлено в северо-восточной части площади. На северо-западе ВНК установлен в среднем на уровне -2426 м . По северному склону ВНК слабо погружается также в восточном направлении до уровня $-2434\text{--}2437 \text{ м}$. В южном направлении происходит понижение уровня ВНК до -2460 м .

Коэффициент песчаности коллекторов пласта BC_{10}^{2+3} изменяется от 0,3 до 0,7, составляя в среднем 0,5, коэффициент расчлененности варьируется в пределах 7–10, среднее значение 9,3. Коэффициент песчаности увеличивается в северном направлении, обуславливая увеличение проницаемости от 18 мД до 990 мД. Пористость остается практически одинаковой (20–22 %). Общие и эффективные толщины пласта увеличиваются в северном и западном направлениях по мере погружения пласта, составляя в среднем 33 м и 15 м соответственно.

На Тевлинско-Русскинском месторождении в период апрель–май 2005 года было обработано по технологии ПГС «Ритин-10» 15 скважин. Суммарное количество реагента, закачанного в пласт, составляет 17 446,6 т или 1163,1 тонны реагента на 1 скважинную операцию.

Средняя приемистость нагнетательных скважин до обработки составляла $650 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $P=100 \text{ атм}$, после – $530 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $P=100 \text{ атм}$. Приемистость снижена в среднем на 18 %.

Анализируя профиль притока нагнетательных скважин до и после обработки, можно с уверенностью сказать, что после проведения обработки произошло существенное перераспределение водотоков нагнетательных скважин. Повысилась полезная работа закачиваемой в пласт воды, в разработку включились ранее недренлируемые или плоходренируемые пропластки нефтяной залежи.

В целом на Тевлинско-Русскинском месторождении в период апрель–май месяцы произведены 15 обработок на 4 участках со средней эффективностью 2,5 тыс.т/1обр. и средней продолжительностью технологического эффекта 8 месяцев. По всем обработанным участкам эффект отмечался стабилизацией обводненности продукции, а на некоторых отреагировавших скважинах отмечалось снижение обводненности.

С целью увеличения охвата воздействием технологией ПГС «Ритин-10» по северной части пласта BC_{10}^{2+3} Тевлинско-Русскинского месторождения и стабилизации (снижения) темпов обводнения в центральной части участка ЦДНГ-7 в ноябре месяце возобновлены работы и дополнительно обработаны два новых участка в объеме 10 скважин/обработок. По дополнительно обработанным участкам наметилась положительная тенденция – по отреагировавшим скважинам отмечается снижение обводненности добываемой продукции и рост доли нефти.

По итогам обработки шести участков, количество обработок нагнетательных скважин – 25, средний расход химического продукта «Ритин-10» – 2,36 т/1обр., дополнительно добытая нефть за счет снижения доли попутно добываемой воды (за счет снижения потерь из-за обводнения продукции) определенная расчетным путем составила 42 968 т, при этом текущий технологический эффект составил 1,72 тыс.т/1обр. Дополнительная добыча от обработанных в ноябре скважин составила 22 тыс.т нефти. С учетом переходящего эффекта на 2006

год дополнительная добыча составила 65000 тонн нефти, а технологическая эффективность обработок составила 2,6 тыс.т/1обр. (таблица). Таким образом, результаты проведенных работ по закачке технологии РИТИН-10 доказывают, что данная ПГС позволяет:

- повышать вытесняющую способность закачиваемого в пласт агента; уменьшать обводненность добываемой продукции;
- изменять направление фильтрационных потоков жидкости; вводить в разработку ранее не работавшие пласты и прослои;
- увеличивать коэффициент охвата заводнением;
- выравнивать профиль приемистости нагнетательной скважины.

Таблица

Результаты обработок по Тевлино-Русскинскому месторождению на период с мая по апрель 2005 года

Участки	Число обработанных скважин, шт.	Число реагирующих скважин, шт.	Снижение обводненности, %	Объем закачки, м ³	Доп. добыча, тонн
1	7	26	-13	2 601,2	23 833
2	3	10	-22	800	11 059
3	2	11	-17	415	7 652
4	3	10	-9,5	1727,1	7 738
Итого	15	57	-15,4	5 543,3	50 282

Литература

1. Заволжский В., Идиятуллин А., Крылов С. РИТИН-10: новый эффективный реагент для повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. – Москва, 2003. – № 2. – С. 41–46.
2. Землянский В.В. О приоритетах при выборе скважин-кандидатов для применения потокоотклоняющей технологии ПГС РИТИН // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2003. – № 7. – С. 49–52.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.

ПРИМЕНЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ПРИ ДОРАЗРАБОТКЕ ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ЯРИНО-КАМЕННОЛОЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Я. Долгачёва

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

На Ярино-Каменноложском месторождении, крупнейшем по начальным извлекаемым запасам (НИЗ) в Пермском Прикамье, объектами разработки являются залежи нефти в башкиро-серпуховских (пласты Бш, Срп), тульско-бобриковских (пласты Тл, Бб) и турнейских (пласт Т) отложениях. Тульско-бобриковская залежь, на которую приходится более 85 % начальных извлекаемых запасов нефти месторождения, введена в эксплуатацию в 1958 г.

Геолого-физическая характеристика объекта следующая: залежь пластово-сводовая, коллектор порового типа представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов; размеры залежи 26х(1,2–4,2) км при высоте 94,7 м; плотность нефти в пластовых условиях 727–733 кг/м³, давление насыщения нефти газом 15,8–16,7 МПа, газосодержание пластовой нефти 156–170 м³/т, объёмный коэффициент 1,381–1,389; средние значения пористости 18 %, проницаемости (по гидродинамическим исследованиям (ГДИ)) – 0,181 мкм². Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) 0,7.

В истории разработки залежи достаточно четко выделяются четыре стадии. В течение первой, которая продолжалась 10 лет с момента ввода объекта в разработку, в основном завершено разбуривание проектным фондом скважин, освоена проектная система заводнения и завершено обустройство площади.

Вторая стадия продолжалась в течение трех лет, в этот период продолжались работы по совершенствованию системы разработки и ее регулированию. Фонд действующих добывающих скважин достиг максимального значения, фонд нагнетательных скважин вырос до значения, близкого к максимальному.

С 1970 г залежь вступила в стадию стабильного снижения уровней добычи нефти, то есть в третью стадию, которая продолжалась восемь лет. В этот период проведено бурение уплотняющих скважин. Разработка залежи велась при уменьшающемся фонде действующих добывающих скважин с темпом 4–20 скважин в год из-за их обводнения или неудовлетворительного технического состояния, в результате к концу третьей стадии действующий фонд уменьшился вдвое по отношению к максимальному количеству скважин.

Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт осуществлялось с 1962 г, в 2006 г залежь разрабатывалась практически на естественном режиме при наличии отдельных очагов заводнения. Количество добывающих скважин – 99, три нагнетательные скважины расположены в зонах наибольшей концентрации остаточных запасов. Обводненность продукции скважин 89,6 %, отбор начальных извлекаемых запасов 90,3 %.

Текущий КИН составил 0,632. При существующих показателях разработки для достижения проектного КИН тульско-бобриковскую залежь необходимо разрабатывать еще в течение 60 лет.

В связи с необходимостью достижения проектного коэффициента извлечения нефти проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ) по действующему фонду добывающих скважин. В результате, начиная с 1997 года, годовая добыча нефти увеличилась с 59,4 до 169,2 тыс. т, то есть почти в три раза. Для четвертой стадии разработки, когда годовые отборы нефти, как правило, снижаются, полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности ГТМ.

Одним из мероприятий является бурение боковых стволов в действующих или бездействующих скважинах, в первую очередь тех, которые имеют высокий процент обводненности или не эксплуатируются по техническим причинам. Расчет делается на то, что по геологическим или технологическим причинам в той части пласта, где находятся такие скважины, остались значительные неизвлеченные запасы нефти. Бурение вторых стволов на тульско-бобриковской залежи начато в 1997 году. По состоянию на 01.01.2006 такие стволы пробурены в 21 скважине. Чтобы оценить эффективность бурения боковых стволов и других мероприятий, сравним показатели разработки за период с 1997 по 2005 гг. (таблица).

Таблица

Показатели разработки залежи Тл+Бб

Основные показатели разработки	1997 год	2005 год
Годовая добыча нефти, тыс.т	59,4	169,2
Годовая добыча жидкости, тыс.т	716,8	1321,3
Среднегодовая обводненность, %	92,1	87,2
Фонд добывающих скважин	44	99
Фонд нагнетательных скважин	7	3
Отбор от НИЗ, %	89,4	90,3
КИН, доли ед.	0,625	0,632

За этот период накопленная добыча нефти из скважин, восстановленных бурением вторых стволов, составила 10,7 % от накопленной за восемь лет добычи по тульско-бобриковской залежи. В годовой добыче нефти за 2005 г эта доля составляет более 10 %, то есть весьма существенную величину. Среднегодовая добыча нефти из скважин с боковыми стволами за период с 1997 по 2005 годы составила 12,8 тыс. т.

В 2006 году проводка боковых стволов выполнена для семи скважин. Начальные дебиты по нефти после проведения мероприятий достигли 21,0 т/сут при средней обводненности продукции 37,1 %. Снижение обводненности за период с 1997 г. на 4,9 % достигнуто, в основном, за счет бурения боковых стволов. Первоначальная обводненность продукции при работе скважин с боковыми стволами составила от 0 до 71 %. При выводе этих скважин в бездействие перед проводкой вторых стволов обводненность превышала 98 %. Начальные дебиты скважин, восстановленных методом бурения боковых стволов, в большинстве случаев значительно превосходят дебиты, с которыми скважины выходили в бездействие (от 1,1 до 5,4 раз).

Таким образом, проводка боковых стволов при доразработке тульско-бобриковской залежи нефти Ярино-Каменноложского месторождения является эффективным геолого-техническим мероприятием, повышающим технико-экономические показатели добычи нефти.

Для более эффективного применения технологии необходимо решить следующие задачи:

1. Детально проанализировать результаты выполненных работ по проводке боковых стволов с целью выявления геолого-физических факторов, оказывающих наибольшее влияние на эффективность данного мероприятия.
2. Выполнить дифференцированную по действующим добывающим скважинам оценку остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти и построить карту распределения ОИЗ для тульско-бобриковской залежи.
3. На основе полученных результатов произвести выбор скважин (с учетом их технического состояния и обводненности продукции) для проводки боковых стволов.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ ПОТОКОВ ЖИДКОСТИ В ПОДЪЕМНЫХ ТРУБАХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИ СПУСКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА НИЖЕ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ

М.Т. Зарипов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов (ЭЦН) 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, погружных электродвигателей (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 (УЭЦН), на которые приходится основная доля добываемой продукции. К числу таких компаний несомненно относится ОАО «Томскнефть».

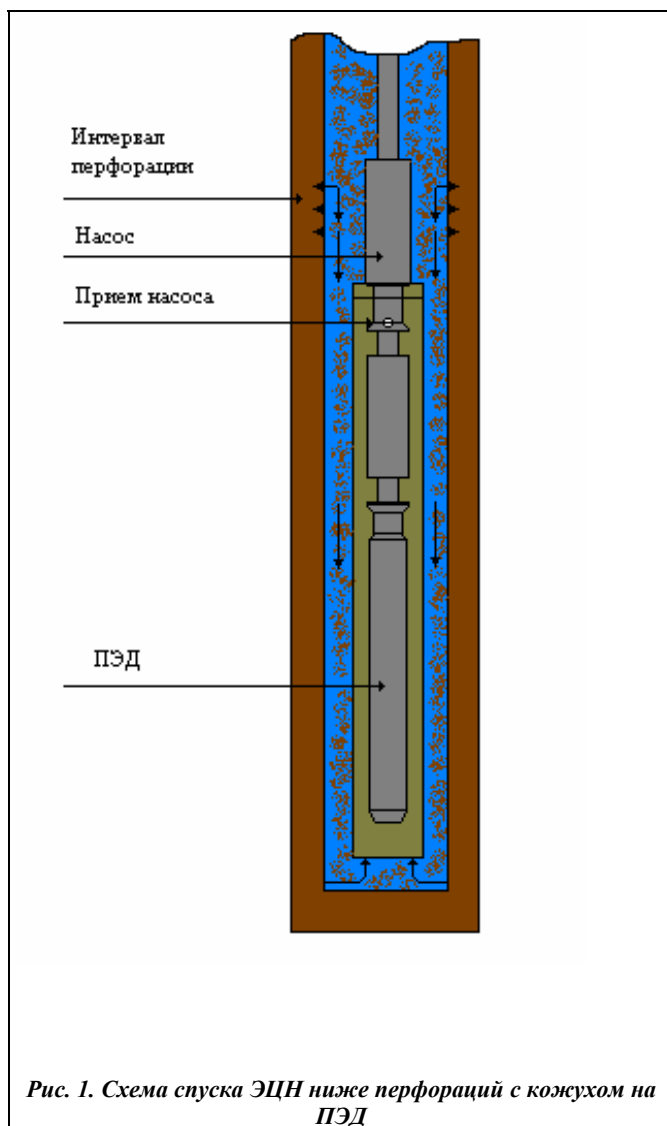


Рис. 1. Схема спуска ЭЦН ниже перфораций с кожухом на ПЭД

Крапивинское 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).

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

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 интервала перфорации показывает, что данная разработка является эффективной по целому ряду показателей. Но главное – это увеличение дебита в ряде случаев более, чем на 100 % и, конечно, 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 группы месторождений показали увеличение дебита от 30 до 126 %

даже при относительно небольшом газовом факторе (таблица). Все это подтверждает результаты промысловых испытаний ЭЦН ниже интервала перфорации на месторождении Amoco's Vumpass Unit (США), где при незначительных изменениях обводненности продукции максимальный прирост дебита составил 100 % (рис. 2).

Таблица 1

Результаты моделирования спуска ЭЦН ниже перфораций

Месторождение	№ СКВ.	Тип насоса	Нсп, м	Ндин, м	Q жид., м ³ /сут	Тип насоса	Нсп, м	Ндин, м	Q жид., м ³ /сут	Увеличение дебита, %
			ДО СПУСКА			ПОСЛЕ СПУСКА				
Зап.-Моисеевское	71	ЭЦН - 125	2859	2537	120	GN-1600	3300	3000	168	40,00
Зап.-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

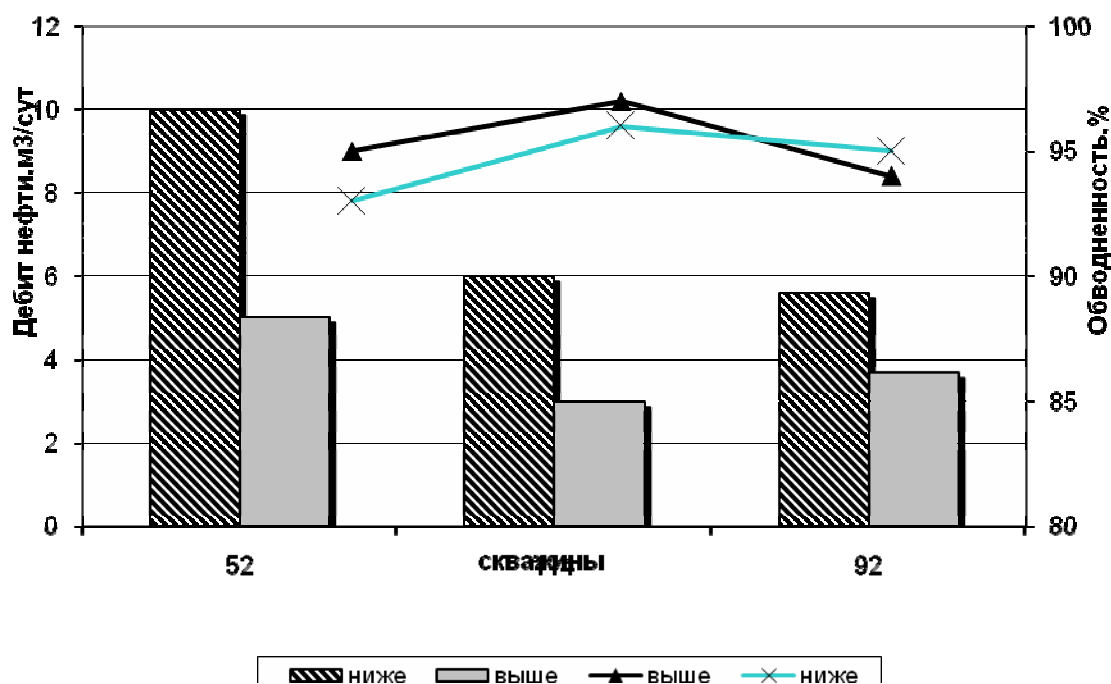


Рис. 2. Результаты промысловых испытаний ЭЦН ниже перфораций на месторождении Amoco's Vumpass Unit (Oklahoma, USA)

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

Литература

1. Бурлуцкий Е.С. Гидродинамика многофазных течений. – М. – 2005. – 37 с.
2. Гиматулинов Ш.М. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра. – 1983. – 455 с.
3. Данные о состоянии фонда скважин Крапивинского месторождения. – ОАО «Томскнефть» ВНК. – 2006.
4. Данные технологических режимов работы скважин Крапивинского месторождения. – ОАО «Томскнефть» ВНК. – 2006.
5. Крец В.Г., Саруев Л.А. Оборудование для добычи нефти. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ. – 1997. – 107 с.
6. Пакет геологической и геофизической информации по Крапивинскому месторождению. – ОАО «Томскнефть». – 2006.
7. Роч П. Вычислительная гидродинамика. – М.: Мир. – 1980. – 612 с.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ГЕНЕЗИСА И КЛАССИФИКАЦИИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

А.Н. Ильин

Научный руководитель профессор Ю.М. Полищук
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Нефти – это сложные природные подвижные смеси органических химических соединений, состоящие в основном из углеводородов (УВ). Все нефти содержат один и тот же ряд соединений и различаются по содержанию отдельных компонентов [1]. При исследовании нефтей определяют: элементный химический состав нефтей, групповой состав, т.е. содержание в нефти различных классов или групп соединений, индивидуальный химический состав отдельных соединений и изотопный состав нефтей. Страны мира испытывают угрозу падения добычи нефти при росте ее потребления [7], вследствие чего становится актуальной проблема добычи трудно извлекаемых запасов нефтей, в том числе с высоким содержанием парафинов.

В работе использовалась база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей, разработанная Институтом химии нефти СО РАН [2, 3], которая включает данные по 17142 образцам нефти и газа. Была сделана попытка выявить связи по содержанию парафина и других физико-химических свойств нефти. Однако для рассматриваемой выборки характеристик нефтей отсутствуют коррелируемые зависимости содержания парафина от других ее физико-химических свойств. Из этого можно предположить, что процент парафинистости может быть связан с условиями образования нефти и ее миграции. По нашему мнению это обуславливает

концентрацию содержания высокопарафинистой нефти по определенным бассейнам нефтегазоаккумуляции, что показано на рис. 1.

Классификация нефтей по содержанию парафинов

Единой общепринятой классификации нефтей по содержанию парафинов в России не существует. Рассмотрим некоторые из существующих классификаций. В таблице показана классификация, изложенная в работе [4]. В западных источниках встречается классификация, в которой высокопарафинистыми нефти считаются при его содержании более 6 % [5].

Таблица

Классификация физико-химических показателей нефти по содержанию парафинов

Малопарафинистая	<5
Парафинистая	5÷10
Высокопарафинистая	>10

На основе данных была построена карта распределения нефтяных бассейнов по содержанию в нефти парафинов (рис. 1).

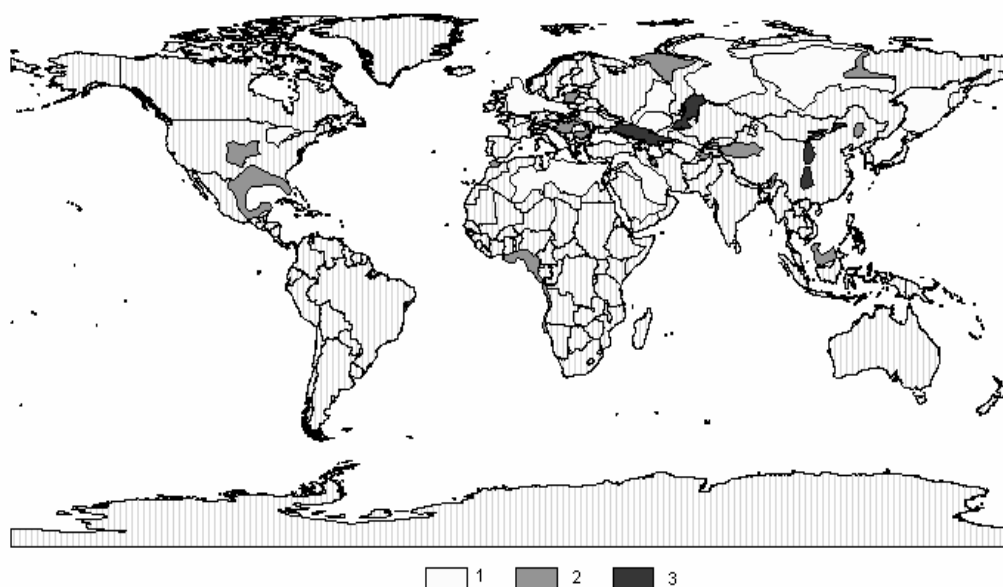


Рис. 1. Карта распределения нефтяных бассейнов по содержанию парафинов.
1 – менее 5 %, 2 – от 5 % до 10 %, 3 – более 10 %

Нами сделана попытка на основе статистического распределения содержания парафинов по формуле Стерджесса определить количество групп распределения. На рисунке 2 представлено количество записей в БД слева согласно существующей классификации и справа более детально.

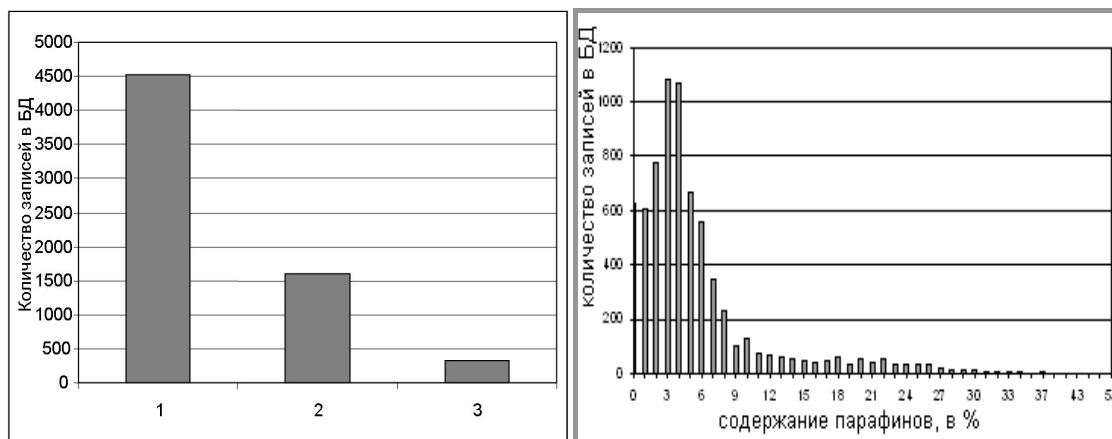


Рис. 2. Количество записей в БД 1 – малопарафинистые, 2 – парафинистые, 3 -высокопарафинистые

В БД на момент написания статьи имелось 7052 записи о нефтях с содержанием парафина, из них 1214 записей с уникальными значениями содержания парафинов в нефти.

При статической обработке данных используют формулу Стерджесса [6] для определения оптимального числа групп.

$n = 1 + 3,322 \times \lg N$, где N – количество элементов совокупности. Из этой формулы следует, что можно выделить 11 групп.

Если считать величину равного интервала $h = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{n}$, то $h = 4,83$.

Наиболее приемлемой классификацией нефти по содержанию парафина может быть, исходя из полученного шага равного интервала, кратное 5 %. Другим подходом к классификации нефтей по содержанию парафина могут быть технологические требования при подготовке нефти и ее техническому переделу, что выходит за рамки настоящей статьи.

Литература

1. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 1982. – С. 233–242.
2. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа), зарегистрирована в Роспатенте, свидетельство № 2001620067 от 16.05.2001.
3. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Официальный бюллетень Российского агентства по патентам и товарным знакам, 2001. – № 3 – С. 340–341.
4. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – 12 с.
5. L.D. Bradbury, R. Bell, and S. Mark, Planting crops on land spread with tank bottoms: a possible disposal solution for oil fields // Proceedings of the 2000 conference of Hazardous waste research., С. 330–331.
6. Статистика. Курс лекций. – Москва, 2000 – С. 30–40.
7. Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов – М., 2000. – 366 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛООБМЕНА МЕЖДУ ТРЕХФАЗНЫМ ФЛЮИДОМ И ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ

А.Г. Калмыков

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Важной причиной, не позволяющей эффективно решить эту проблему, являются работа центробежных насосов в нерегулируемых температурных интервалах.

Если учитывать тот факт, что доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов составляет порядка 70 %, то решение данной проблемы весьма актуально. В первую очередь оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и, в конечном итоге, приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования [2].

Известно, что режим насосных скважин формируется в результате не только гидродинамического, но и теплового взаимодействия погружной установки и скважины. Этой проблеме уделено внимание в отечественной литературе, в частности, в работах И.Т. Мищенко указывается на существенный нагрев жидкости в насосной скважине в процессе ее эксплуатации. При этом, как правило, экспериментально или теоретически анализируется процесс теплообмена между погружным электродвигателем (ПЭД) и обтекающим потоком скважинной продукции, представляющим собой смесь воды и нефти. В настоящее время на большинстве месторождений применяются программы интенсификации притока жидкости к забоям скважин путем спуска высокопроизводительных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) непосредственно в область интервала перфорации, что способствует увеличению депрессий из-за снижения забойных давлений ниже давления насыщения нефти газом. Это неизбежно порождает выделение растворенного газа из нефти, в результате которого в эксплуатационной колонне формируется нефтегазовый или водонефтегазовый поток различной структуры. В этих технологических режимах ПЭД фактически обтекается трехфазным потоком, содержащим свободный газ, что может приводить к существенной перестройке всей термодинамической обстановки в области расположения УЭЦН и нарушению процесса охлаждения погружного электродвигателя и выходу его или кабельной линии из строя. Однако работ, посвященных исследованию механизма теплообмена между ПЭД и газожилистым потоком, в настоящее время в литературе нет.

Ниже предпринята попытка численного моделирования нестационарного процесса переноса тепла от ПЭД к обтекающему его потоку скважинной продукции в общей постановке, в частности, с учетом влияния типа и структуры потока, концентрации газа, технологических факторов. Анализу подвергается температурный режим скважины в период ее освоения и эксплуатации. Для моделирования турбулентности в работе была использована двухпараметрическая $k\varepsilon$ -модель [1].

Физическая модель прогрева ПЭД в случае наклонного ствола скважины представлена на рис. 1. При этом принимается, что весь свободный газ, который выделился из водонефтяного потока, движется вдоль верхней образующей эксплуатационной колонны. Истинное газосодержание в свою очередь будет определять размеры области, занимаемой газовым потоком в сечении эксплуатационной колонны.

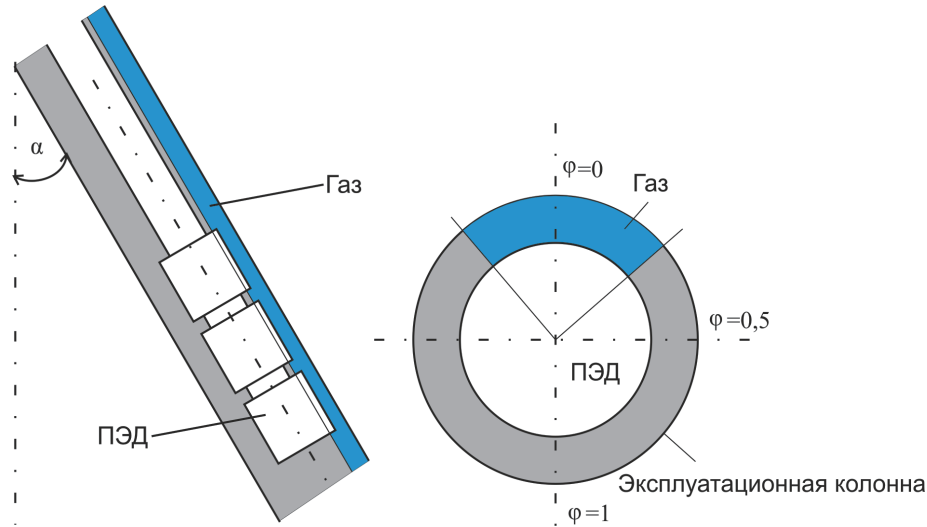


Рис. 1. Эксплуатационная колонна в случае наклонного ствола скважины

Были приняты следующие обозначения: R_d – радиус погружного электродвигателя; a – коэффициент температуропроводности цилиндра; α – коэффициент теплоотдачи; λ_d – коэффициент теплопроводности цилиндра. Для построения тепловой модели погружной электродвигатель представим однородным осесимметричным бесконечно длинным цилиндром с равномерно распределенными по его объему источниками теплоты, плотность которых определяется формулой:

$$q_o = \frac{N \cdot (1 - \eta_o)}{\pi \cdot R_o^2 \cdot L}$$

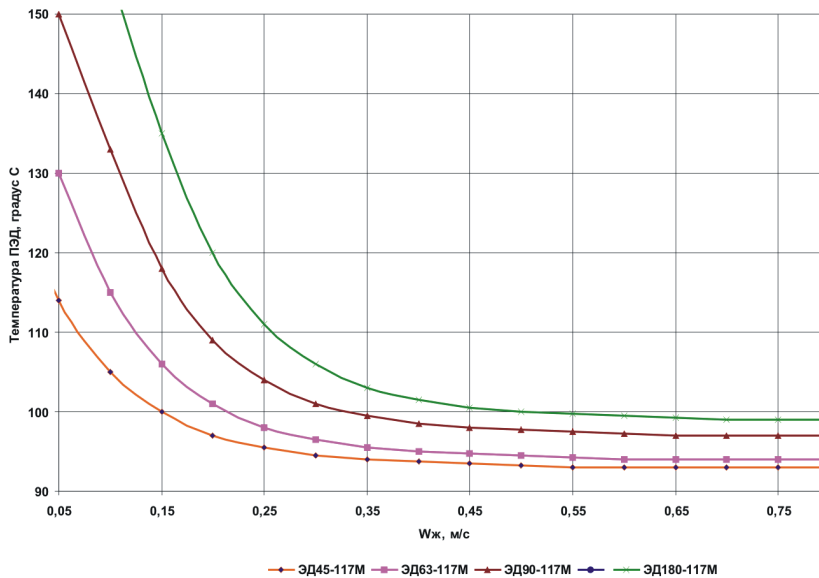


Рис. 2. Зависимости температуры нагрева ПЭД от величины скорости жидкой фазы в кольцевом зазоре для различных мощностей электродвигателей

Распределение температуры в теле погружного электродвигателя можно определить из решения уравнения теплопроводности в неограниченном цилиндре с непрерывно действующим источником. В безразмерном виде она выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{\pi^0} \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2} + P_0 \quad (1)$$

$$T(r, 0) = 1$$

Краевые условия получаются из следующих физических соображений. В начальный период времени ($t = 0$) температура двигателя равна температуре окружающей жидкости T_c . Поэтому для момента включения ПЭД можно написать:

$$T(r, 0) = T_0 = T_c.$$

На внешней границе ПЭД происходит конвективный теплообмен между телом ПЭД и окружающей средой. В соответствии с законом Ньютона граничное условие в безразмерном виде для температуры можно записать:

для газовой области: (см. рис. 1.)

$$\frac{\partial T(1, t)}{\partial r} = \frac{\alpha_g R_\partial}{\lambda_\partial} [1 - T(1, t)] \quad (2)$$

где α_g – коэффициент теплоотдачи для газовой смеси;

для области, занятой жидкостью:

$$\frac{\partial T(1, t)}{\partial r} = \frac{\alpha_{жс} R_\partial}{\lambda_\partial} [1 - T(1, t)] \quad (3)$$

где $\alpha_{жс}$ – коэффициент теплоотдачи для водонефтяной смеси.

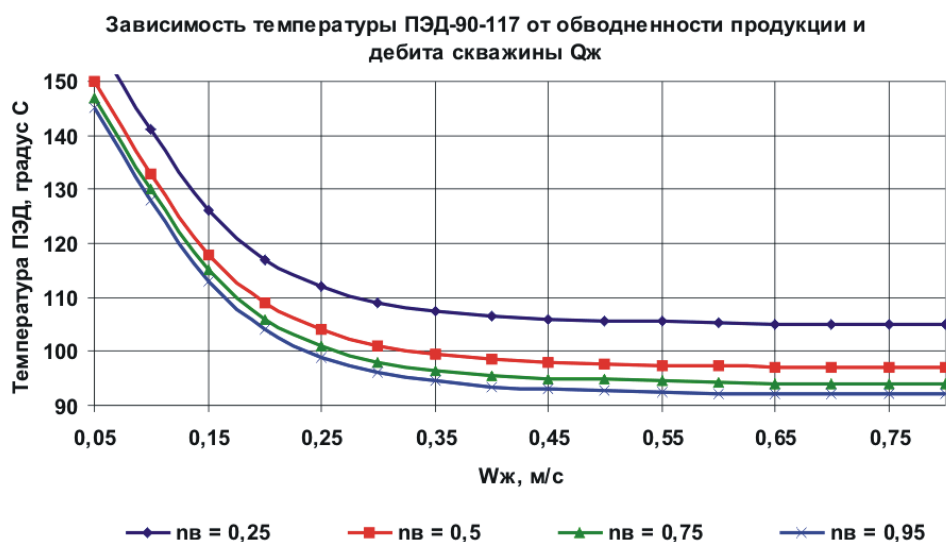


Рис. 3. Зависимости температуры нагрева ПЭД от величины скорости жидкой фазы в кольцевом зазоре $W_{жм}$ и обводненности продукции

Используя метод расщепления шагов по времени и по пространству, был получен конечно-разностный аналог уравнения:

$$\frac{T_{ij}^{n+1/2} - T_{ij}^n}{\Delta t/2} = \frac{1}{r_j} \left[r_{j+1/2} \frac{T_{ij+1}^{n+1/2} - T_{ij}^{n+1/2}}{h_r} - r_{j-1/2} \frac{T_{ij}^{n+1/2} - T_{ij-1}^{n+1/2}}{h_r} \right] \frac{1}{h_r} + \frac{1}{\pi^2} \frac{1}{r_j^2} \frac{T_{i+1,j}^n - 2T_{ij}^n + T_{i-1,j}^n}{h_\varphi^2} + P_0;$$

$$\frac{T_{ij}^{n+1} - T_{ij}^{n+1/2}}{\Delta t/2} = \frac{1}{r_j} \left[r_{j+1/2} \frac{T_{ij+1}^{n+1/2} - T_{ij}^{n+1/2}}{h_r} - r_{j-1/2} \frac{T_{ij}^{n+1/2} - T_{ij-1}^{n+1/2}}{h_r} \right] \frac{1}{h_r} + \frac{1}{\pi^2} \frac{1}{r_j^2} \frac{T_{i+1,j}^{n+1} - 2T_{ij}^{n+1} + T_{i-1,j}^{n+1}}{h_\varphi^2} + P_0$$

На основании этого были получены следующие зависимости температуры нагрева ПЭД для физико-химических характеристик флюида одного из месторождений Томской области.

На рис. 2 представлены результаты численных расчетов установившейся температуры ПЭД в зависимости от скорости жидкости (нефти и воды) в зазоре эксплуатационной колонны, при обводненности 50 %.

На рис. 3 представлены зависимости температуры нагрева двигателя от обводненности продукции скважины в диапазоне от 25 % до 95 %. При проведении численных расчетов были приняты следующие значения параметров: давление P на глубине спуска установки УЭЦН – 5 МПа, температура скважинной жидкости $T_c = 90$ °С, типоразмер ПЭД90-117М.

На основе проведенных расчетов сделаны следующие заключения:

практически все ПЭД работают со скоростями омывающей жидкости ниже предписываемых заводом-изготовителем;

основной теплообмен ПЭД осуществляется в пограничном слое жидкости, омывающей электродвигатель;

влияние выделяемой мощности на нагрев скважинной продукции ничтожно – 0,5–1°C.

В связи с вышеизложенным для предотвращения перегрева ПЭД необходимо повысить скорость потока омывающей жидкости (уменьшая диаметр кольцевого пространства между ПЭД и эксплуатационной колонной) или использовать приспособления, максимально разрушающие структуру газодонефтяного потока вокруг ПЭД.

Литература

1. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: ТГУ, 2001. – 448 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М: Нефть и газ, 2003. – 813 с.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Р. Кривова, С.В. Левкович, Е.В. Колесник

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

На большинстве объектов разработки нефтяных месторождений наблюдается опережающее обводнение, свидетельствующее о неравномерности выработки запасов, прежде всего из-за неоднородности коллектора, осложненного естественными тектоническими нарушениями. Техногенные процессы, вызывающие образование высокопроницаемых каналов, также неизбежно приводят к невозможности достижения проектных значений коэффициента нефтеизвлечения. Эта проблема особенно актуальна для коллекторов смешанного строения, таких как трещиновато-поровые, осложненных тектоническими дизъюнктивными нарушениями. При разработке такого коллектора нельзя пренебрегать его структурными особенностями и поэтому необходимо располагать информацией о положении разломов, трещин, разрывов коллектора при проектировании (уплотнении) сетки добывающих и нагнетательных скважин, в том числе многозабойных и горизонтальных.

Современные требования к точности и достоверности получаемых результатов требуют применения способа, позволяющего эффективно решать задачи по контролю за перемещением нагнетаемой в пласт воды, о продвижении жидкости не только у забоев скважин, что обеспечивается геофизическими методами, но и в межскважинном пространстве. Такую информацию можно получить методом прослеживания (трассирования) фильтрации пластовых жидкостей с помощью индикаторов.

Многочисленные трассерные исследования, проведенные на объектах Западной Сибири, на таких месторождениях, как Ай-Еганском, Ватинском, Ершовом, Южном, Кирско-Котгынском, Саянском и других, показали наличие каналов высокой проводимости, которые существенно влияют на процесс разработки месторождений в сторону снижения коэффициентов охвата и нефтевытеснения, в связи с непроизводительной фильтрацией закачиваемой воды (8–43 %). Это сказывается на снижении энергетики работы пласта, так как вокруг нагнетательных скважин формируются высокопроницаемые каналы, по которым преимущественно движется вода в сторону добывающих скважин, в то время как между каналами остаются целики малоподвижной нефти.

Многие исследователи давно отметили наличие трещиноватости как на керновом материале, так и в самом пласте. Образование тектонической трещиноватости является своеобразным индикатором деформационных процессов в породах, где она представляет ту часть широкого спектра внутренних преобразований, которая позволяет расшифровать их природу в целом. Фактически трещиноватость зависит от распределения механических напряжений в горной породе и ее прочностных свойств. Отсюда характеристики трещиноватости (результаты трещинообразования), такие как раскрытость трещин, их размер, распределение и ориентация, будут связаны с характером напряженного состояния и типами пород (хрупкие или пластичные), их структурными особенностями, глубиной залегания (давлением вышележащих пород), литологией, мощностью пласта и т.д.

Согласно разным точкам зрения, можно дать различные определения трещин, но со строго геомеханической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала. Процессом, в результате которого происходит потеря сцепления данного материала (породы), является разрыв, следовательно, трещина представляет собой результат разрывного нарушения. Условно в зависимости от проводимости и протяженности трещин в пористом коллекторе их можно разделить на три группы:

трещины естественные или искусственно созданные небольшой протяженности;

трещины естественные большой протяженности, раскрытые при начальном пластовом давлении;

трещины естественные большой протяженности, сомкнутые при начальном пластовом давлении.

Последняя группа оказывает существенное влияние на характер обводнения скважин. Среди них могут быть трещины, открытые при начальном пластовом давлении, и трещины, которые раскрываются в процессе разработки. Они могут проявить себя, когда они подсечены одновременно нагнетательными и эксплуатационными скважинами или когда связь между парами этих скважин и трещинами высокой раскрытости поддерживается через систему микротрещин. При попадании эксплуатационных и нагнетательных скважин на

такие трещины между ними обнаруживается исключительно четкая связь, которая выявляется при закачке индикатора.

Пример такой активной связи между скважинами можно проследить по данным закачки индикаторов на Южном месторождении, введенном в разработку в 1993 году, на котором по данным аэрокосмической съемки и сейсмических исследований выделена сеть тектонических нарушений. Наиболее крупные разломы выявлены в районе восточного купола. На восточном участке залежи наибольшая накопленная добыча нефти получена по тем скважинам, которые расположены вблизи тектонических разломов – 1609 тыс.т, что составляет 85 % от общей добычи нефти по данному участку. В 2003 году на восточной части месторождения были проведены трассерные исследования в районе скважин 190 и 220. Их результаты свидетельствуют о наличии разветвленной и гидродинамической сети аномально высокопроницаемых каналов (НФС) в пласте ЮВ₁. Исследования, проведенные на участке с нагнетательной скважиной 190, показали преимущественное распределение трассера в четырех направлениях к скважинам 316, 332, 401Б и 243, а исследования, проведенные на участке с нагнетательной скважиной 220, показали преимущественное распределение трассера в трех направлениях к скважинам 316, 332, 401Б (рисунок).

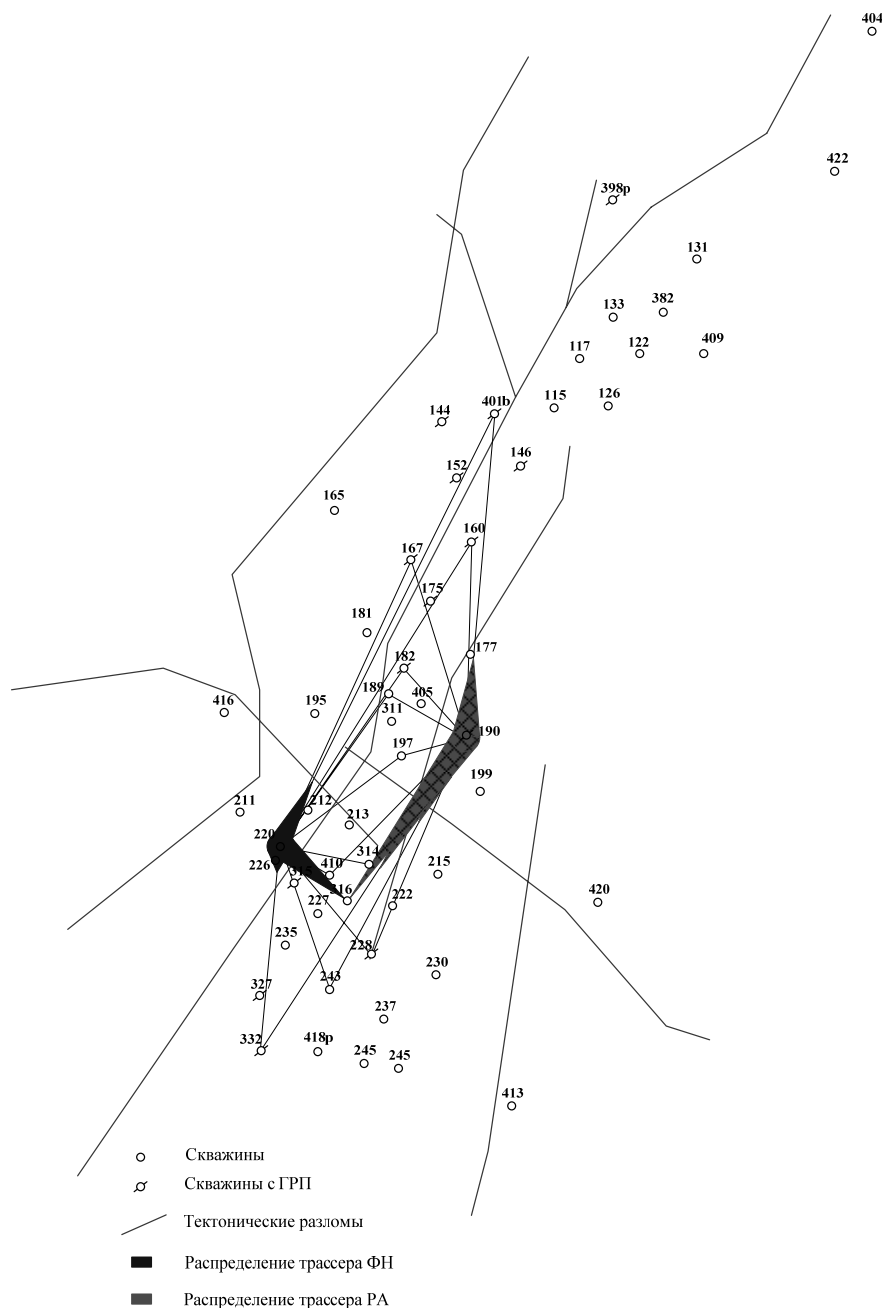


Рис. Роза диаграмма приведенных скоростей прохождения трассеров от скважин 190 и 220

Проведенные трассерные исследования свидетельствовали о том, что нагнетаемая в пласт вода частично фильтруется по разломам. Этот факт подтверждается исследованиями, проведенными в 2005 г. в районе скважин 181 и 327.

Сравнение трассерных исследований, проведенных в 2003г. и 2005г., показывает увеличение объемов каналов НФС. Если средний объем каналов НФС в 2003 г. от скважины 190 и 220 оценивался величиной 306,3 м³ при обводненности продукции 8,4 %, то в 2005г. от скважин 327 и 181 эта величина достигла значения 406,77 м³ при обводнении 16,6 %. Таким образом, наблюдается прямая зависимость между увеличением обводненности продукции и увеличением объема каналов НФС за счет техногенного воздействия.

Следует предположить, что в процессе разработки месторождения при высоких давлениях нагнетания образовались техногенные трещины, которые соединили нагнетательные скважины с тектоническими разломами. В дальнейшем при неизменном давлении нагнетания раскрылись и тектонические разломы, в результате чего происходит непроизводительная закачка воды, которая фильтруется по каналам и не совершает работу на нефтевытеснение. Так как тектонические разломы пласта ЮВ₁ являются проводящими, то необходимо это учитывать при дальнейшей разработке месторождения, в частности, при проектировании расположения скважин и методов повышения нефтеотдачи.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФОРСИРОВАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

А.С. Лебедев

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатация нефтяных скважин методом форсированного отбора зачастую ведется при депрессиях порядка сотен атмосфер. При данных условиях неизбежны процессы разгазирования нефти (выделения из нефти легких фракций в виде газовых пузырей) и разрушения пород-коллекторов. Указанные факторы ведут к понижению добычи нефти и работе скважинного оборудования в экстремальных условиях, что приводит к их быстрому выходу из строя. Процесс разгазирования приводит к изменению гидродинамического режима течения нефти, т.к. двухфазное, а зачастую трехфазное течение (из-за наличия в нефти воды), имеет свои особенности. Процесс разрушения коллекторов связан с образованием песчаных отложений, которые или выносятся на поверхность, забивая при этом насосы, или образуют песчаные пробки, что приводит к падению продуктивности скважины.

Таким образом, в реальных условиях имеет место совместное течение нефти, воды, газовой и твердой фаз. Исследование таких течений в настоящее время слабо изучено. Экспериментальное их исследование представляет значительные сложности и для больших перепадов давления (порядка десятков, а иногда сотен атмосфер на метр) не представляется возможным. В данных условиях очевидна роль математического (компьютерного) моделирования на основе усложнённых физико-математических моделей с учётом реальных расчётных геометрий.

В тоже время ни один из существующих программных комплексов не учитывает разрушение горных пород в окрестности добывающей скважины и совместное течение разгазированной нефти и взвешенных в ней частиц горной породы.

В работе предлагается нестационарная, многофазная гидродинамическая модель изменения состояния призабойной зоны нефтяных скважин в условиях изменяющейся структуры горных пород-коллекторов и разгазирования нефти, а также влияния на данное течение взвешенных твердых частиц. Модель основана на гипотезе взаимопроникающих континуумов [2].

С точки зрения гидродинамики всю область можно разбить на две основные подобласти.

Первая подобласть расположена в околоскважинном пространстве между обсадной колонной и неразрушенными горными породами. В этой области течение многофазное и представлено всеми фазами – нефть, газ, вода и частицы твердой фазы, которые могут находиться во взвешенном состоянии при скорости непрерывной среды больше скорости витания.

Вторая подобласть представлена породами, подвергаемыми деформациями от упругих и пластичных до момента разрушения. В этой области имеем деформируемую горную породу, через которую происходит фильтрация газожидкостной смеси и воды.

Таким образом, исходная система уравнений включает:

уравнения неразрывности флюида (вода, нефть, газ):

$$\frac{\partial}{\partial t} m s_j \rho_j + \operatorname{div} m s_j \rho_j u_j = m s_j I_{ij} \quad (1)$$

твердой движущейся фазы (вводится в расчет только в первой области для частиц разрушенной горной породы):

$$\frac{\partial}{\partial t} (1 - m) c_k + \operatorname{div} (1 - m) c_k u_k = 0 \quad (2)$$

уравнения движения флюида:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} ms_j \rho_j u_j + \operatorname{div} ms_j \rho_j \bar{u}_j^2 = -ms_j \operatorname{grad} p + \operatorname{div} ms_j \bar{\tau}_j + ms_j \rho_j \bar{g} + \\ + ms_j I_{ij} (u_{ij} - u_j) + \sum_k R'_{jk} + \sum_i R_{ij} \end{aligned} \quad (3)$$

твердой движущейся фазы (для первой области):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (1-m)c_\kappa u_\kappa + \operatorname{div} (1-m)c_\kappa \bar{u}_\kappa^2 = -(1-m) \frac{c_\kappa}{\rho_\kappa} \operatorname{grad} p + \frac{1}{\rho_\kappa} \operatorname{div} (1-m)c_\kappa \bar{\sigma}_\kappa + \\ + (1-m)c_\kappa \rho_\kappa \bar{g} - \sum_j R'_{kj} \end{aligned} \quad (4)$$

уравнения энергии флюида:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} ms_j c_{pj} T_j + \operatorname{div} ms_j T_j \bar{u}_j = \sum_i J_{ji} (u_{ij} - u_j) + \sum_k Q_{kj} - \lambda_j \operatorname{grad} T_j + \frac{ms_j p}{\rho_j} \frac{d}{dt} \rho_j + \\ + \sum_i Q_{ji} + \tau_j \operatorname{div} u_j + \sum_\kappa [R'_{jk} (u_\kappa - u_j)] + \sum_i \left[R_{ij} (u_i - u_j) + J_{ij} \frac{(u_{ji} - u_j)^2}{2} \right] \end{aligned} \quad (5)$$

твердой движущейся фазы:

$$T = T_0 = \text{const}. \quad (6)$$

Здесь: $J_{ij} = J_{ji}$ – интенсивность фазовых превращений в единице объема и в единицу времени; m – объемная концентрация непрерывной фазы (флюида); s_j – насыщенность j -фазы флюида; c_κ – насыщенность κ -ой фракции твердой фазы; ρ – плотность; u – скорость фильтрации (среднерасходная скорость); p – давление в непрерывной фазе; τ_j – тензор вязких напряжений флюида; R'_{jk} – суммарная сила трения флюид – твердая фаза; R_{ji} – сила трения газ – жидкость; σ_κ – тензор напряжений твердой фазы; T – температура; c_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении; λ – коэффициент теплопроводности; Q_{kj} – теплообмен с твердой фазой; Q_{ji} – теплообмен между фазами флюида.

Во второй подобласти наблюдается интенсивное динамическое взаимодействие между многофазным фильтрационным потоком и деформируемой горной породой. Указанное взаимодействие приводит к одновременному существованию двух процессов. С одной стороны, фильтрационное многофазное течение характеризуется переменным по объёму горной породы поровым давлением и межфазным сопротивлением флюида о скелет горной породы, что вызывает перераспределение эффективных напряжений и, следовательно, деформацию скелета. С другой стороны, изменение порового объёма, как результат данной деформации, ведет к изменению пористости и проницаемости породы, что значительно влияет на динамику фильтрационного потока. В дальнейшем будем для краткости называть деформацию породы, вызванную взаимодействием фильтрующей через неё жидкостью, фильтрационной деформацией, в отличие от деформации, вызванной только нормальными напряжениями.

В современных программных комплексах (Eclipse, TEMPEST, Техсхема, Лаура т.д.) гидродинамических расчетов разработки нефтяных и газовых месторождений учитывают только упругую деформацию скелета, вызванную нормальными напряжениями (давлением). В тоже время при наличии нелинейной фильтрации растет деформационная составляющая, обусловленная касательными напряжениями сил межфазного сопротивления (фильтрационная деформация).

Приведем модель фильтрационной деформации, опираясь на представления развитые в работах Био [5] и Николаевского [3].

1. Баланс количества движения для скелета горной породы:

$$\frac{\partial}{\partial t} (1-m)u_c + \operatorname{div} (1-m)s_c u_c^2 = -(1-m) \frac{1}{\rho_c} \operatorname{grad} p + \frac{1}{\rho_c} \operatorname{div} \sigma_{ij}^{ef} + (1-m)g - R_{cj}; \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{ij}^{ef} &= (1-m)(\sigma_{ij} + p\delta_{ij}) = \Gamma_{ij} + p\delta_{ij} = \\ &= (K - \frac{2}{3}G)e_{ij}^c \delta_{ij} + 2Ge_{ij}^c - \alpha_c K T_c \delta_{ij} + \beta_c K p \delta_{ij} \end{aligned} \quad (8)$$

Здесь: индекс c относится к скелету; σ_{ij}^{ef} — эффективные напряжения в твердой матрице; σ_{ij} — истинные напряжения, действующие в твердой матрице; u_c – среднерасходная скорость движения частиц скелета; Γ_{ij} – полное напряжение (горное давление); K , G — упругие коэффициенты пористой матрицы; $R_{cj} = a(u - u_c)_j + b|u - u_c|_j (u - u_c)_j$ – сила межфазного сопротивления (флюид – скелет горной породы);

u – скорость фильтрации флюида; β – сжимаемость и α – коэффициент теплового расширения, соответствующие уравнению состояния самого материала, слагающего твердую фазу:

$$\frac{\rho_c}{\rho_{c0}} = 1 - \frac{1}{3} \beta_c \frac{\Gamma_{ij} + m p \delta_{ij}}{1 - m} \delta_{ij} - \alpha_c T_c \quad (9)$$

2. Уравнение неразрывности скелета горной породы:

$$\frac{\partial}{\partial t} (1 - m) \rho_c + \text{div} (1 - m) \rho_c u_c = 0. \quad (10)$$

3. Уравнение равновесия:

$$\frac{\partial \sigma_{ij}^{ef}}{\partial x_j} = 0 \quad (11)$$

$$e_{ij}^c = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_{ci}}{\partial x_j} + \frac{\partial u_{cj}}{\partial x_i} \right) \quad (12)$$

Условия на границах:

Вторая область – нагрузка прикладывается к скелету горной породы и к поровой жидкости:

$$\Gamma_{ij} (-0) n_j = \Gamma_{ij}^* n_j = (\sigma_{ij}^{ef} (+0) - p (+0) \delta_{ij}) n_j, \quad (13)$$

где n - нормаль к границе.

Для подвижной границы раздела первой и второй области задаём условие изэнтропичности, позволяющее учесть внезапное расширение газа после пересечения границы:

$$[m \rho (u_i - u_c) s] = 0, \quad (14)$$

На стенке скважины (первая область) ставим условие прилипания:

$$u_\tau = 0. \quad (15)$$

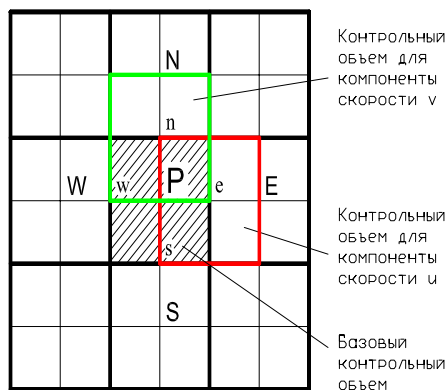


Рис. Структура разнесённой сетки

В работе использован итерационный метод SIMPLE (Semi – Implicit Method for Pressure – Linhid Educations – полуявный метод для связывающих давление уравнений), предложенный в работах [4, 6]. Выбор этого метода связан с тем, что на его основе (или его модификаций SIMPLEC, SIMPLER и т. д.) успешно решён широкий класс прикладных задач, в том числе и в трёхмерной постановке [1, 7].

Дискретизация дифференциальных уравнений в этом методе осуществляется на основе метода конечных объёмов на разнесённых (смещённых) сетках в неортогональных обобщённых координатах. На такой сетке различные уравнения используют свои контрольные объёмы. Эти контрольные объёмы формируются вокруг узловой точки, связанной с конкретной неизвестной величиной (рисунок).

Пробные расчеты для случая притока газированной безводной нефти показали значительное влияние фильтрационной деформации на характер изменения эффективных напряжений. Перераспределение газовой и жидкой фаз в виде аналога поршневой структуры вызывает импульсное изменение касательных эффективных напряжений по радиальному направлению при постоянстве нормального напряжения. Последнее приводит к эффекту вибрационного разрушения горной породы в окрестности скважины.

Литература

1. Беляев К.В., Никулин Д.А., Стрелец М.Х. Моделирование трёхмерных процессов вентиляции на основе уравнений Рейнольдса // Математическое моделирование, 1998. – Т 10. – № 12. – С. 71–85.
2. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. 2. – М.: Наука, 1987. – 359 с.
3. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. – М.: Недра, 1996. – 447 с.

4. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 152 с.
5. Biot. M.A. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media. – J. of applied physics, 1962. – V. 33. – № 4. – PP. 1482–1498.
6. Patankar S.V., Spalding D.B. A Calculation Procedure for Heat, Mass and Momentum Transfer in Three-Dimensional Parabolic Flows // Int. J. Heat Mass Transfer, 1972. – V. 15. – PP. 1787–1806.
7. Syee W., Draaten M.E. Three-dimensional analysis of the flow in a curved hydraulic turbine draft tube // Int. J. for Numerical Methods in Fluids, 1986. – V. 6. – PP. – 861–882.

ОБОСНОВАНИЕ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ АЧ₄ И Ю₁¹ НА ПРИМЕРЕ ВИРТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Мезенцев, Э.В. Найков

Научный руководитель профессор С.И. Грачёв

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

Проблема проектирования эффективной разработки мелких малопродуктивных ачимовских залежей представляет большую трудность в связи с низкой проницаемостью, высоким коэффициентом расчлененности, большой глубиной залегания. Низкая продуктивность – вот основные трудности, с которыми сталкиваются инженеры-проектировщики. Зачастую многие компании либо разрабатывали ачимовские пласты с низкой рентабельностью, либо отказывались от заведомо убыточной разработки данных залежей. Как известно, одним из методов снижения капитальных затрат является метод разработки пластов общей эксплуатационной сеткой. Основным критерий рациональности объединения нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект заключается в увеличении среднего дебита нефти на скважину проектной сетки при обязательном соблюдении условия обеспечения заданной нефтеотдачи пластов [1, 2].

Таблица

	Параметры	АЧ ₄	Ю ₁ ¹
1	Средняя глубина залегания, м	3131,8	3191,6
2	Тип залежи	пластово - сводовая тектонически экранированная	
3	Тип коллектора	теригенно - поровый	
4	Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	51064	63499
5	Средняя общая толщина, м	32,3	16,0
7	Средняя эфф. нефтенасыщенная толщина, м	7,0	8,4
8	Пористость, доли ед.	0,160	0,157
9	Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.	0,650	0,543
10	Проницаемость, мД	4,8	6,5
11	Коэффициент песчанности, доли ед.	0,42	0,61
12	Коэффициент расчлененности, доли ед.	8,0	4,8
13	Пластовая температура, °С	98,8	102,0
14	Пластовое давление, МПа	31,2	31,9
15	Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	1,7	1,7
16	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,800	0,803
17	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,259	1,300
18	Давление насыщения нефти газом, МПа	16,5	19,6
19	Газосодержание нефти, м ³ /т	130	154
21	Вязкость воды в пластовых условиях, МПа*с	0,33	0,33
22	Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,03	1,03
23	Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут*МПа)	0,19	0,12

Проблема объединения пластов в эксплуатационный объект при разработке многопластовых месторождений всегда вызывала интерес и представляла собой практическую значимость.

Ниже пластов ачимовской группы, объединение которых в один эксплуатационный объект теоретически возможно, залегают Юрские пласты. Нами рассмотрена возможность совместной разработки пластов АЧ₄ и Ю₁¹. В связи с низкой продуктивностью пласта АЧ₄ и, в соответствии с этим, возможно снижение капитальных затрат на строительство, эксплуатацию и ремонт скважин.

С целью получения исходных данных для исследования был проведен анализ геолого-физических и фильтрационных параметров пластов АЧ₄ и Ю₁¹ и определены средние данные для построения модели виртуального месторождения.

Балансовые запасы данных пластов для модели виртуального месторождения были приняты соответственно 25349 и 35006 тыс. т. Для участка опытно-промышленной разработки, на котором производились замеры, геологические запасы составляют соответственно 1302 и 1586 тыс. т. По опыту разработки прошлых лет доказано, что проектирование рентабельной разработки ачимовских залежей представляет большую сложность.

Во многих случаях разработка разведанных ачимовских пластов откладывалась из-за отсутствия эффективных технологий, обеспечивающих рентабельную разработку.

Основные критерии объединения пластов в один эксплуатационный объект следующие:

- примерно одинаковые фильтрационные свойства;
- одинаковая вязкость нефтей;
- совпадение контуров нефтеносности пластов в плане;
- одинаковые начальные приведенные пластовые давления;
- обе залежи должны быть нефтяными.

Основная технология выработки пластов единой сеткой, предложенная в данной работе, следующая. В результате объединения пластов планируется создать оптимальные условия для выработки пласта Ю₁¹ (что позволяет более высокое давление насыщения). Данный пласт имеет лучшие фильтрационные свойства, и по испытаниям в нем получены большие дебиты нефти. В нем сосредоточены большие запасы, и по результатам моделирования получены большие дебиты нефти и достигнут большой коэффициент нефтеизвлечения.

При данных условиях разработки из пласта Ач₄ будут получены меньшие дебиты, чем при отдельной эксплуатации, но при совместной эксплуатации произойдет увеличение среднего дебита на скважину проектной сетки. После полной выработки пласта Ю₁¹ планируется установка цементного моста выше его кровли и полный переход на пласт Ач₄ с увеличением забойного давления для достижения заданного коэффициента извлечения нефти, т. к. в результате совместной разработки произойдет первоочередная выработка пласта Ю₁¹.

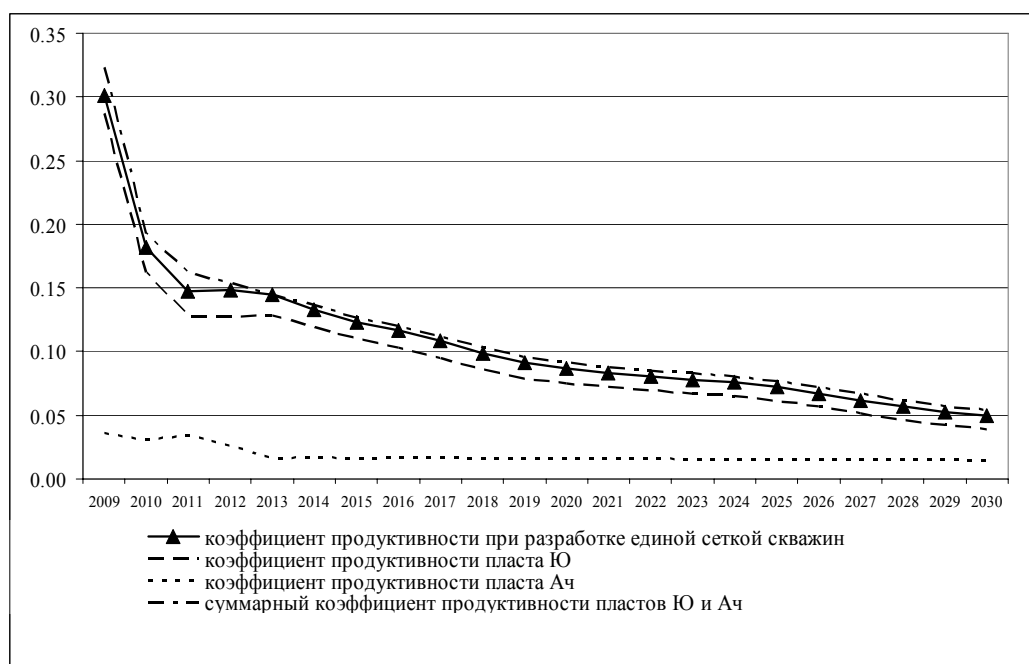


Рис. Сопоставление коэффициентов продуктивности, полученных по результатам моделирования

Закачку вытесняющего агента в данные пласты рекомендуется проводить отдельно, в пласт Ач₄ – по затрубному пространству, а в пласт Ю₁¹ – по колонне насосно-компрессорных труб, при этом должен производиться тщательный контроль качества закачиваемого агента для уменьшения коррозии и абразивного износа. В качестве предпочтительного варианта рекомендуется раздельная закачка по двум колоннам насосно-компрессорных труб одной скважины. При этом замер закачанного объема агента в каждый пласт является обязательным для точного расчета компенсации. Для контроля разработки необходимо установить расходомеры выше кровли каждого из пластов. Регулирование выработки запасов и компенсации является основой для достижения заданной нефтеотдачи пластов и основой удачного применения метода [1].

На рисунке приведены результаты моделирования. Для сопоставления результатов в работе приведен график изменения коэффициента продуктивности при разработке единой сеткой скважин пластов Ач₄ и Ю₁¹, отдельными сетками скважин, а также суммарный коэффициент продуктивности при разработке отдельными сетками скважин.

Экономическое обоснование показало, что разбуривание отдельной эксплуатационной сетки на пласт Ач₄ потребует капитальных затрат, составляющих 60 % прибыли от реализации добытой нефти. Тот же показатель для пласта Ю₁¹ составляет 30 %. При разбуривании совместной эксплуатационной сетки данный показатель составляет 20 %. При соблюдении основного условия объединения пластов в общую эксплуатационную сетку – увеличение среднего дебита на скважину проектной сетки и достижения проектного коэффициента извлечения нефти по пластам. Данный метод определенно доказывает свои преимущества. Расчеты произведены для участка опытно-промышленной разработки на модели виртуального месторождения. На данный участок запроектировано бурение одного элемента обращенной девятиточечной системы разработки.

Принято, что на экспорт будет реализовано 30 % добытой нефти по цене 61 доллар за баррель, остальная часть нефти пойдет на внутренний рынок.

Таким образом, в данной работе по результатам геологического и гидродинамического моделирования на модели пластов Ач₄ и Ю₁¹ виртуального месторождения, а также по результатам экономических расчетов была обоснована рациональность объединения пластов разных групп (Ач и Ю) в один эксплуатационный объект. Рассмотренный вариант разработки является инновацией из-за отсутствия опыта объединения пластов таких групп.

Литература

1. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2005. – 608 с.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра, 2003. – 640 с.

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

П.Г. Мусинов, А.И. Белова

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

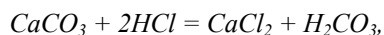
Призабойной зоной скважины (ПЗС) называют область пласта в интервале фильтра, примыкающая к стволу. Эта область подвержена наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидромеханических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе ее разработки. Через ПЗС проходит весь объем жидкостей и газов, извлекаемых из пласта за все время его разработки. Вследствие радикального характера притока жидкости в этой зоне возникают максимальные градиенты давления и максимальные скорости движения. Фильтрационные сопротивления здесь также максимальны, что приводит к наибольшим потерям пластовой энергии.

От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Поэтому в процессе вскрытия пласта при бурении и последующих работах по креплению скважины, оборудованию забоя и т. д. очень важно не ухудшить, а сохранить естественную проницаемость пород призабойной зоны пласта. Однако нередко в процессе работ по заканчиванию скважины и последующей ее эксплуатации проницаемость пород оказывается ухудшенной по сравнению с первоначальной. Это происходит вследствие отложения в породах ПЗС глинистых частиц, смолы, асфальтенов, парафина, солей и т. д. В результате резко возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижается дебит скважины. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗС для повышения ее проницаемости и улучшения сообщаемости пласта со скважиной. Методы воздействия на призабойную зону скважины можно разделить на три основные группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы применяются в тех случаях, когда проницаемость призабойной зоны ухудшена вследствие отложения веществ, которые можно растворить в различных химических реагентах (например, известняк в соляной кислоте). Пример такого воздействия – соляно-кислотная обработка пород ПЗС.

Основное назначение кислотных обработок скважин – обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) с целью увеличения приемистости в нагнетательных скважинах. Эти обработки проводятся как при сдаче скважин в эксплуатацию после бурения для удаления глинистой фракции и фильтрата бурового раствора, так и в процессе эксплуатации скважин, когда дебит (приемистость) снизился из-за вторичного загрязнения призабойной зоны по различным причинам. Такими причинами могут быть отложения солей, асфальто-смолистых веществ, парафина, набухание глин, образование эмульсий, гелей, выпадения осадка солей железа, гипса и другие. В нагнетательных скважинах и в процессе ремонта добывающих скважин снижение приемистости (дебитов) происходит также и от чисто механического загрязнения твердыми частицами плохо очищенной или загрязненной жидкости закачки (глушения).

Для растворения карбонатов используется соляная кислота HCl , формула реакции взаимодействия следующая:

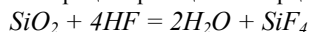


Соляную кислоту в заводских условиях получают разными способами, поэтому содержание примесей ограничено ГОСТом. Основное ограничение по содержанию железа – $Fe < 0,02\%$ и серной кислоты – $H_2SO_4 < 0,005\%$.

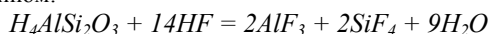
При взаимодействии железа и соляной кислоты образуются соединения железа $FeCl_3$, хорошо растворимые в кислоте. При нейтрализации кислоты в результате взаимодействия с карбонатами происходит повышения pH и при значениях $pH > 3,5$ в результате гидролиза образуется объемный осадок $Fe(OH)_3$ или осадок основных солей железа и, естественно, закупорка пор пласта.

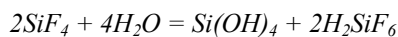
Серная кислота, в свою очередь, при взаимодействии с карбонатами или с $CaCl_2$ образует гипс – $CaSO_4 \times 2H_2O$, который выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

Для растворения силикатной части горной породы, а также глин и цемента используется плавиковая кислота HF . Процесс реакции с кварцем:



и с каолином:





По мере снижения кислотности $Si(OH)_4$ превращается в не текучий гель. Для предупреждения этого HF необходимо применять совместно с HCl .

Вместо товарной 40 % -ной плавиковой кислоты в жидком виде иногда используется $БФФА$ – бифторид фторид аммония ($NH_4FHF + NH_4F$), который поставляется с завода в мешках и дешевле плавиковой кислоты.

При взаимодействии $БФФА$ с HCl образуется HF и NH_4Cl – хлористый аммоний.

Выше описанная реакция соляной кислоты с карбонатами идет быстро, поэтому для более глубокой обработки пласта необходимо снизить скорость реакции. С этой целью в кислоту HCl или глиноукислоту добавляется ингибитор. Таким ингибитором служит уксусная кислота – CH_3COOH (лимонная или винная).

Добавка 4–5 % ингибитора от общего объема закачиваемого состава снижает скорость реакции в 4–4,5 раза, одновременно предупреждает образование осадка гидратов окиси железа.

Наряду с уксусной кислотой в HCl необходимо также добавлять ингибитор коррозии для снижения скорости растворения железа в кислоте и уменьшения количества растворённого хлорида железа $FeCl_3$. В качестве ингибитора используется катапин, катамин, марвелан и др.

Ингибиторы коррозии относятся к группе поверхностно-активных веществ (ПАВ). Для обработки добывающих скважин необходимо использовать катионо-активные ПАВы, которые также снижают поверхностное натяжение на границе «нефть – вода» и гидрофобизируют пласт.

Для нагнетательных скважин используются неионогенные ПАВы, снижающие поверхностное натяжение и улучшающие гидтофильность (неонол, превоцел, сульфанол).

На крупнейших залежах ОАО «Сургутнефтегаз» наступает третий этап закачки больших объемов потоковыравнивающих и нефтеотмывающих химических реагентов.

Все использованные технологии по масштабности и виду воздействия разделяются на три группы:

1 – закачка средних объемов (30–600 м³) растворов химических реагентов для создания в пласте оторочек;

2 – закачка малых объемов химических реагентов (ОПЗ);

3 – физическое воздействие на пласт.

Однако в ряде случаев из-за неучета геологических факторов при подборе участков воздействия под конкретную технологию и несоблюдения технологии проведения работ получается большое число (около 30 %) низкоэффективных и даже отрицательных результатов. Так же, как и для добывающих скважин, в процессе разработки залежей наблюдается снижение эффективности от закачек малых объемов (ОПЗ) химических реагентов [1]. Проведенный анализ результатов разработки месторождений показал, что для достижения установленных уровней добычи нефти в последующем необходимо увеличить объем применения методов воздействия на пласты и активизировать работы по созданию, поиску и внедрению новых, более эффективных технологий воздействия на продуктивные объекты. При этом намечается в последующие годы довести долю дополнительной добычи нефти за счет применения методов до 20,1 % от общей добычи ОАО «Сургутнефтегаз», что позволит обеспечить установленные проектные уровни отбора нефти.

Таблица

Дополнительная добыча нефти

Вид воздействия	Число скважино-операций /дополнительная добыча нефти, тыс. т, по годам разработки										
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	1991–2000
ОПЗ	<u>1657</u>	<u>1732</u>	<u>1913</u>	<u>1789</u>	<u>1969</u>	<u>2196</u>	<u>2352</u>	<u>3035</u>	<u>3680</u>	<u>4002</u>	<u>24325</u>
химическими методами	1642,9	1869	1566,6	1517,6	1448,6	1587,9	1661,2	1866,9	2367,4	3336,2	18864

Основные положения и выводы:

1. От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин.
2. Химические методы применяются в тех случаях, когда проницаемость призабойной зоны ухудшена вследствие отложения веществ, которые можно растворить в различных химических реагентах.
3. Применение на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» комплексных обработок призабойной зоны пластов позволяет дополнительно получить прирост добычи нефти до 20 %.

Литература

1. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. Учебное пособие. Томск, изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ГАЗОВЫХ ШАПОК ГОРИЗОНТА Ю₁

Э.В. Найков, Д.А. Новиков, С.С. Кузовлев

Научный руководитель профессор С.И. Грачёв

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Близость значения начального пластового давления ($P_{пл.}=30,0$ МПа) к давлению насыщения ($P_{нас.}=21,0 - 23,0$ МПа.) является основной проблемой в энергетическом балансе пласта Ю₁ Харампурского месторождения. В 1995 году, когда пластовое давление месторождения было относительно близко к начальному и не существовало больших отборов, схема распределения газового фактора имела следующий вид (рис. 1). В процессе отбора нефти в районе размещения естественных газовых шапок происходила закачка воды в высвобождающиеся объемы газовых шапок, где наблюдалось пониженное пластовое давление. Происходила компенсация отборов прошлых лет, а на восстановление текущего пластового давления объемов закачки не хватало. В схеме распределения пластового давления на 2001 год отчетливо прослеживается воронка пониженного давления в районе природной газовой шапки.

Вследствие накладывающихся природных и техногенных причин к 2001–2002 году схема распределения газового фактора на Северном куполе Харампурского месторождения имеет вид (рис. 2).

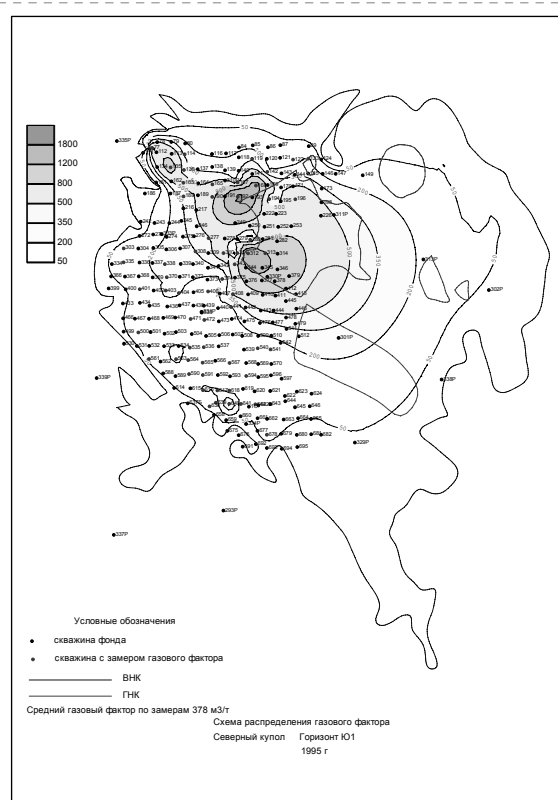


Рис. 1. Распределение газового фактора по горизонту Ю₁ Северного купола на 01.01.1996

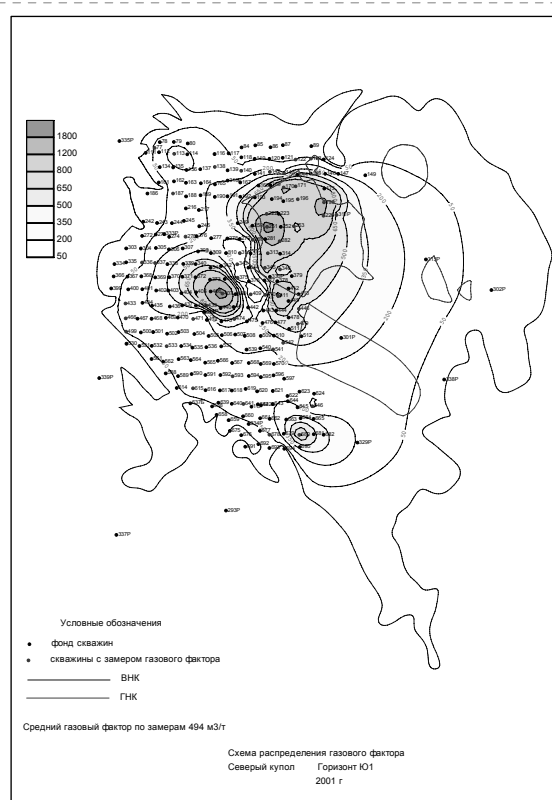


Рис. 2. Распределение газового фактора по горизонту Ю₁ Северного купола на 01.01.2002

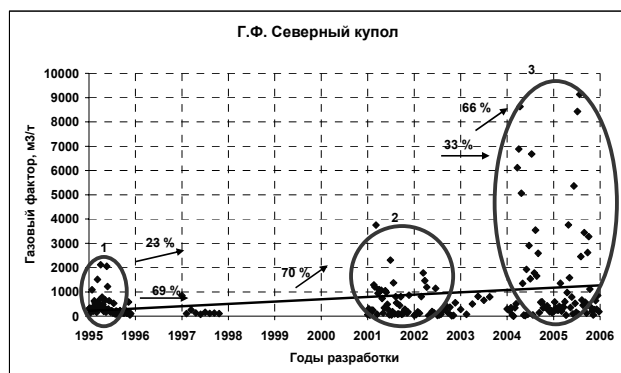


Рис. 3. Динамика повышения газового фактора Северного купола Харампурского месторождения по фактическим замерам

При сопоставлении карт распределения газового фактора за 1995–2002 отчетливо прослеживаются образовавшиеся техногенные газовые шапки в районах скважин: №№ 172, 251, 407, 411. При сравнении схемы распределения газового фактора со структурными планами выявилось, что новые техногенные газовые шапки появились в районах естественных газовых шапок.

В целом динамику изменения газового фактора во времени можно проследить по Северному куполу Харампурского месторождения. Отслежено 424 замера газового фактора с 1995–2006 гг. По данным замеров построена линейная аппроксимация, позволяющая наглядно говорить о повышении газового фактора (рис. 3). Также можно выделить три области с

повышенным газосодержанием [1].

Первое облако приходится на скважины, вскрывшие газовую шапку. По мере разработки к 2002 году на Северном куполе происходит явное неравномерное понижение пластового давления в районе природной газовой шапки, что привело к образованию техногенной газовой зоны. В 23 % скважин из первого облака газосодержание повысилось, на 69 % скважин газовый фактор остался неизменным.

Второе облако хорошо обуславливает неравномерность распределения газового фактора по скважинам. Это облако на 70 % образовано скважинами, у которых начальный газовый фактор был менее 400 м³/т.

Третье облако состоит из совпадающих скважин, в 66 % скважин газовый фактор увеличивается и в 33 % – остается неизменным.

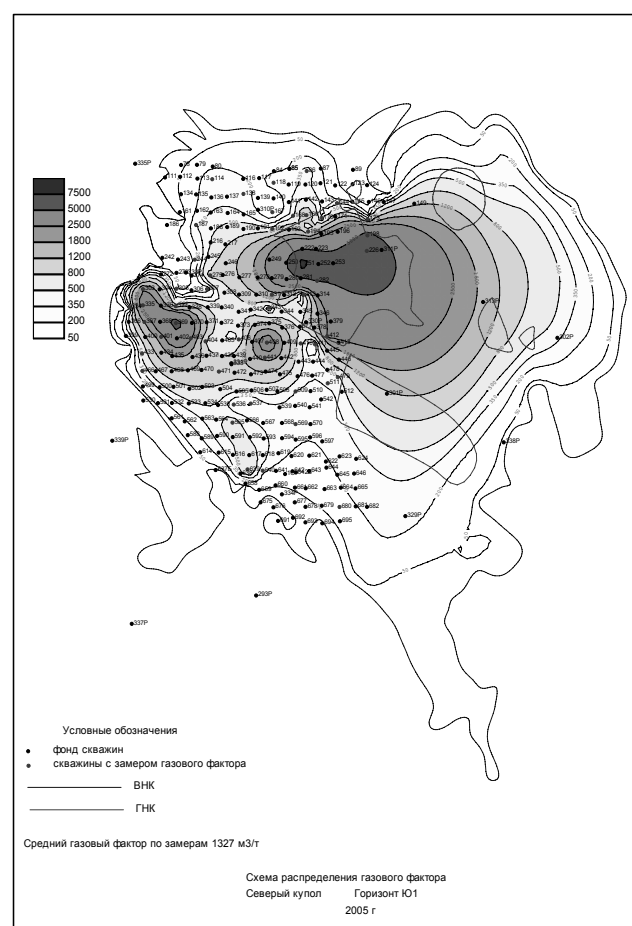


Рис. 4. Распределение газового фактора по горизонту Ю₁ Северного купола на 01.01.2006

случае объемов закачиваемой воды будет достаточно только на компенсацию отборов прошлых лет, а на восстановление текущего пластового давления объемов закачки будет недостаточно.

Для рациональной разработки месторождения необходимо:

производить строгий контроль за соблюдением технологических режимов работы добывающих скважин в зонах, где пластовое давление близко к давлению насыщения, путем контролирования отборов, не допуская выделения газа в пласте;

вести мониторинг изменения текущего газосодержания залежи и оценку энергетического состояния отдельных зон залежей.

В 1995 г. средний газовый фактор по фактическим замерам составил 396 м³/т, в 2001 г. – 595 м³/т, в 2005 г. – 1327 м³/т.

Разработка нефтегазоконденсатных залежей с легкими нефтями плотностью от 0,76 до 0,86 г/см³ обычно происходит разгазированием пластовой нефти и расширением газовой шапки, что способствует увеличению газового фактора добываемой нефти и уменьшению газосодержания пластовой [2]. Бесконтрольное расширение газовой шапки при разработке приводит к снижению нефтеотдачи пласта и ухудшает эксплуатационный режим добывающих скважин [3]. В 2005 году (рис. 4) часть скважин перешла на режим газовой шапки. Данный переход только начал формироваться, необходимо предпринять решения и искать пути выхода из данной ситуации, т. к. в последствии переход залежи в режим растворенного газа и газовой шапки скажется на выработке запасов и конечном коэффициенте извлечения нефти.

При разработке месторождений с газовыми шапками либо осложненных повышенным газосодержанием необходимо с течением времени учитывать изменения свойств углеводородов, как по площади, так и по разрезу. При отборе нефти из техногенной газовой шапки уменьшается плотность нефти (в результате «подтягивания» свободного газа естественной газовой шапки), следовательно, увеличивается объемный коэффициент. Соответственно, при расчете объемов закачки воды для поддержания пластового давления необходимо учитывать объем высвободившегося газа [1]. В противном

Литература

1. Афонин Д.Г., Белевич Г.К., Кузовлев С.С., Телишев А.А. Эффективность закачки в условиях юрских отложений Северо – Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения // Сборник научных трудов по результатам научно – технологических работ за 2004 год. – Москва: ОАО НК «РОСНЕФТЬ», 2005 – С. 140 – 149.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра, 2003. – 640 с.
3. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2005. – 608 с.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГОРИЗОНТА Ю₁

Д.А. Новиков, С.С. Кузовлев, Д.С. Мезенцев

Научный руководитель профессор С.И. Грачёв

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Разработка нефтегазоконденсатных залежей с легкими нефтями плотностью от 0,76 до 0,86 т/м³ обычно сопровождается разгазированием пластовой нефти и расширением газовой шапки, что способствует увеличению газового фактора добываемой нефти и уменьшению газосодержания пластовой. Бесконтрольное расширение газовой шапки при разработке приводит к снижению нефтеотдачи пласта и ухудшает эксплуатационный режим добывающих скважин. Поэтому, от своевременности ввода системы поддержания пластового давления в значительной степени зависит эффективность разработки и конечная нефтеотдача нефтегазовых пластов [2].

В административном отношении Харампурское месторождение находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Месторождение открыто в 1978 г. и введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1990 г. тремя разведочными и шестью эксплуатационными скважинами.

В настоящий момент перспектива разработки Харампурского месторождения связана с низкопроницаемыми юрскими отложениями, в которых сосредоточена основная доля промышленных запасов нефти и конденсата. Одной из особенностей данных залежей является повышенное газосодержание, обусловленное наличием естественных газовых шапок, а также техногенных газовых шапок, образовавшихся в процессе разработки [1].

Нефти юрских отложений являются легкими (плотность нефти в поверхностных условиях составляет в среднем 0,822 т/м³), начальная нефтенасыщенность горизонта Ю₁ в пределах диапазона от 44 % до 71 %. Установлено, что разгазирование нефти начинается при давлении насыщения 21–23 МПа, газовый фактор, определенный для условий начального пластового давления залежи, составляет 236 м³/т. При незначительном снижении пластового давления, особенно в зонах повышенных структур, газовый фактор увеличился до 600–1000 м³/т. Начальное пластовое давление по разрабатываемому горизонту Харампурского месторождения было принято в пределах 30 МПа.

Таким образом, одним из основных факторов, существенно влияющим и осложняющим процесс разработки данного месторождения, является: близость давления насыщения нефти газом к первоначальному пластовому давлению, что осложняет возможность компенсации и ограничивает проведение форсированного отбора жидкости, который в данном случае вызывает повышенное газосодержание и снижение добывных возможностей скважин.

Закачка воды в разрабатываемый горизонт Ю₁ Северного купола Харампурского месторождения началась в 1991 г. на втором году разработки. Однако средневзвешенное пластовое давление в период формирования системы поддержания пластового давления по отдельным зонам отбора было понижено до 25 МПа. Для восстановления пластового давления в 1994–1995 гг. были увеличены объемы закачки, причем текущая компенсация была в среднем 145–166 %. Приемистость нагнетательных скважин достигала 1100–1650 м³/сут, при проектной 250–350 м³/сут. Такое значительное увеличение приемистости создало предпосылки к образованию высокопромытых каналов. Так скважины №№ 506, 566, 372, 619, 442, 508, 568 работали с приемистостью более 1000 м³/сут, в результате на 36 близлежащих добывающих скважинах динамика обводненности выглядит следующим образом: 1995 г. – 10 %, 1996 г. – 47 %, 1997 г. – 70 %. Это свидетельствует о том, что только одна часть закачиваемой в пласт воды расходуется на замещение нефти, в то время как другая движется к добывающим скважинам промытыми каналами (что также подтверждается высокими показателями компенсации, в то время как пластовое давление ниже начального). Наличие каналов высокой проводимости в заводненном пласте подтверждается трассерными исследованиями (на примере нагнетательной скважины № 622, приемистость которой в 2001–2002 гг. составила 600–1150 м³/сут). Снижение пластового давления в свою очередь предопределило работу добывающих скважин при более низких забойных давлениях. Динамика пластового, забойного давлений и коэффициента продуктивности по действующим скважинам горизонта Ю₁ Северного купола приведена на рисунке 1.

По динамике видно, что снижение средневзвешенного забойного давления ниже давления насыщения (21 МПа) после 1993 г. резко повлияло на коэффициент продуктивности скважин (снизился примерно в 2 раза), несмотря на то, что значение забойного давления соответствовало допустимому 20 % интервалу ниже давления насыщения (рис. 1). Такое заметное реагирование коэффициента продуктивности, а также рост газового фактора с первых лет разработки, переход работы скважин на режим растворенного газа, что подтверждается наличием зон с повышенным газосодержанием, позволяет предположить, что давление насыщения нефти газом на месторождении было принято ниже действительного. Снижение средневзвешенного забойного давления до 21 МПа определило границу технологически допустимого его снижения. Таким образом, предполагаемое давление насыщения по горизонту Ю₁ составляет порядка 24,5–24,8 МПа.

По состоянию на 1.01.2006 г. отобрано 37729,1 тыс. т жидкости и закачано 85785,6 тыс. м³ воды, компенсация накопленных отборов закачкой воды составляет 149,7 %. 87% добывающих скважин работают при забойном давлении ниже давления насыщения (рис. 2). Следовательно, не соблюдается технологический режим, что приводит к разгазированию нефти в пластовых условиях и образованию в районах этих скважин техногенных газовых шапок.

Работа добывающих скважин с большим газовым фактором подтверждается заключениями о фактических замерах, по которым газовый фактор добываемой нефти Харампурского месторождения составил 1183 м³/м³. По годовому отчету предприятия газовый фактор по Северному куполу составил 285 м³/м³ – в 4,1 раза меньше измеренного значения.

Следует отметить, что при не полностью сформированном фонде нагнетательных скважин восстановление пластового давления и компенсация объемов отбора жидкости закачкой до проектного уровня не

должно проводиться на форсированном режиме. Превышение проектных давлений нагнетания и объемов закачки приводит к разрыву пласта, прорыву воды по отдельным участкам, а, следовательно, к снижению эффективности заводнения и уменьшению нефтеотдачи пластов.

Накопленная компенсация по факту и расчету выше 100 % и пластовое давление должно бы равняться начальному – 30 МПа. Как видим из графика, пластовое давление по Северному куполу ниже начального. Объясняется такой факт тем, что в начальной стадии разработки произошло расширение газовой шапки и вместе с нефтяным газом добывался газ газовой шапки (газ прорыва), скважины работали с большим газовым фактором, вследствие чего первоначальный объем свободного газа в газовой шапке уменьшился и снизилось пластовое давление в газовой шапке, появились свободные поры, и закачка более 100 % не компенсирует объем отборов.

Первоначальный объем нефтяной оторочки уменьшился за счет разгазирования нефти (нефтяной газ занял освободившиеся поры), но жидкая фаза нефти опустилась (за счет усадки), поэтому пластовое давление не может равняться начальному значению. При компенсационной закачке более 100 % пластовое давление не восстанавливается до первоначального, так как значительное количество легких компонентов нефтяного газа поднялись в газовую шапку, либо уже добыто, а растворимость тяжелых фракций в жидкости невелика, и восстановить первоначальное состояние нефти в пласте не удастся.

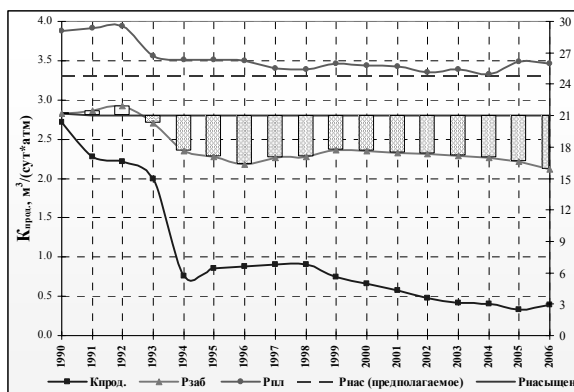


Рис. 1. Динамика пластового, забойного давлений и коэффициента продуктивности по действующим скважинам горизонта Ю1

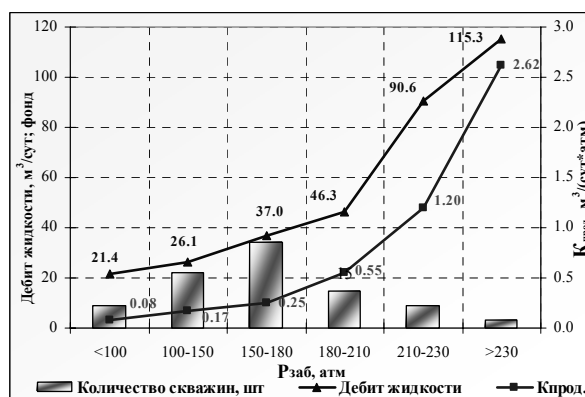


Рис. 2. Распределение коэффициента продуктивности и дебита жидкости по интервалам значений забойного давления скважин горизонта Ю1

Компенсация отбора закачкой на практике определяется как отношение объемов закачки к отбору жидкости. Объем закачки для нефтегазовых залежей, ввиду разгазирования нефти, должен быть больше, чем объем добытой жидкости из-за:

- изменения физических свойств нефти со снижением пластового давления (изменяется объемный коэффициент и газосодержание нефти);
- усадки нефти (в связи с разгазированием, утяжелением);
- прорыва газа из газовой шапки.

Выводы:

- в условиях разработки юрских отложений Харампурского месторождения необходим строгий контроль за соблюдением технологических режимов работы добывающих скважин в зонах, где пластовое давление близко к давлению насыщения, путем контроля отборов, не допускающих выделения газа в пласте;
- необходимо изначально поддерживать энергетическое состояние залежи на первоначальном уровне, особенно при освоении новых площадей;
- на залежах с такими условиями нужно прогнозировать особый темп отбора, обеспечивая его объемом закачки с учетом возможных потерь;
- при разработке новых площадей юрских пластов Харампурского месторождения, осложненных наличием газовых шапок и большим газосодержанием, необходимо на ранних стадиях разработки полностью сформировать «жесткую» систему поддержания пластового давления;
- выявлена прямая зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления – со снижением забойного давления снижается коэффициент продуктивности.

Литература

1. Афонин Д.Г., Белевич Г.К., Кузовлев С.С., Телишев А.А. Эффективность закачки в условиях юрских отложений Северо-Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения // Сборник научных трудов по результатам научно-технологических работ за 2004 год. – Москва: ОАО НК «РОСНЕФТЬ», 2005 – С. 140–149.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра, 2003. – 640 с.

ОБРАЗОВАНИЕ ЭМУЛЬСИЙ В СИСТЕМЕ: НЕФТЬ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ВОДНАЯ ФАЗА

К.Л. Оливерос¹, Е.А. Рождественский²

Научные руководители профессор А.Т. Росляк¹, научный сотрудник В.А. Кувшинов²,

¹Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

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

С каждым годом в мировой добыче нефти увеличивается доля высоковязких нефтей [5]. Добывать такие нефти становится все сложнее. Из наиболее перспективных и используемых методов следует отметить паротепловое и пароциклическое воздействие, а также их сочетание с другими физико-химическими методами воздействия на пласт.

При добыче высоковязких нефтей на выходе из добывающей скважины получают не только нефть, водо-нефтяную смесь, но и эмульсии. Образование таких дисперсных систем внутри пласта может благоприятно сказываться на подвижности исходной нефти, тем самым, увеличивая ее дебит. В ряде случаев эмульсии используют при тампонировании нагнетательных и добывающих скважин, для ограничения или перераспределения движущихся флюидов, а так же при разработке и бурении скважин. В процессах подготовки и транспорта нефти остро стоит вопрос деэмульсации (разрушение эмульсий) и поиска наиболее эффективных и недорогих деэмульгаторов.

Эмульсией называют дисперсную систему с жидкой дисперсионной средой и жидкой дисперсной фазой. В настоящее время известны следующие типы эмульсий [4]: прямые, обратные и сложные (рис. 1). К прямым эмульсиям (эмульсии первого рода) относят системы с полярной дисперсионной средой и менее полярной дисперсной фазой. Обратными эмульсиями или эмульсиями второго рода называют эмульсии полярной жидкости в неполярной [1]. Под сложными эмульсиями подразумевают дисперсные системы более сложного характера.



Рис. 1. Типы эмульсий

В зависимости от концентрации дисперсной фазы C_d эмульсии делят на три класса: разбавленные (C_d не превышает 0,1 %), концентрированные ($C_d < 74$ %) и высококонцентрированные или желатинированные ($C_d > 74$ %). Граница между двумя последними классами определяется тем, что частицы дисперсной фазы могут сохранять сферическую форму вплоть до объемной доли, соответствующей плотнейшей упаковке шаров (74 %).

Поэтому увеличение C_d , характерное для высококонцентрированных эмульсий, связано с деформацией дисперсной фазы, что приводит к появлению новых свойств.

Получают эмульсии главным образом путем механического диспергирования (встряхиванием, энергичным перемешиванием, воздействием ультразвука), а также выдавливанием вещества дисперсной фазы через тонкие отверстия в дисперсионную среду под высоким давлением. Наряду с диспергированием, применяют также конденсационные методы замены растворителя и взаимной конденсации паров [2]. Несмотря на то, что многие эмульсии термодинамически неустойчивы, они могут оставаться стабильными довольно долгое время даже после введения деэмульгаторов. В большей степени устойчивости таких систем способствует присутствие стабилизирующих веществ. Примерами эмульсий, распространенных в природе и используемых на практике, могут служить: молоко, майонез, масло сливочное, млечный сок растений, кровь, природная нефть, битумы, отработанные масла, мази, кремы и т. д.

Таблица

Оценка эффективности способов приготовления эмульсий ($T=20^{\circ}\text{C}$, время обработки 20 мин.)

Способ	Содержание нефти в приготавливаемой эмульсии, % мас.								
	90	80	70	60	50	40	30	20	10
диспергирования	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Гомогенизатор	+	+	-	-	-	-	-	-	-
Миксер	+	+	+	+	+	+	-	-	-
Венчик	+	+	+	+	-	-	-	-	-

В работе проведены исследования процессов образования и разрушения водо-нефтяных эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана высоковязкая нефть Усинского месторождения. Данная нефть содержит высокий процент смол и асфальтенов [3] (природных эмульгаторов), что позволяет получать устойчивые во времени эмульсии. Из механических диспергаторов были выбраны следующие устройства и приспособления:

гомогенизатор MPW Type 309 Universal Laboratory Aid (Mechanika Precyzyjna, Warsaw, Poland);
миксер бытовой электрический ETA Promis модель 0046-250 W (Hlinsko, Czech Republic);
венчик спирального типа (Россия).

Исследование реологических характеристик полученных эмульсий проводили на ротационном вискозиметре Rheotest 2.1 (система цилиндров S/S3).

Экспериментальным путем определено, что при $T = 20^{\circ}\text{C}$ наиболее эффективным гомогенизатором является миксер бытовой электрический (скорость вращения 800 об/мин).

Оптимальное время диспергирования (20 мин.) определяли экспериментальным путем и оценивали визуально, а также из результатов измерения плотности получившихся эмульсий (рис. 2). Так, замечено, что при получении эмульсии с содержанием нефти 30 % мас. при $T = 70^{\circ}\text{C}$, за время 10 минут и менее, система содержит, помимо эмульсии, свободную воду.

При концентрации нефти в воде выше 20 % образуется обратная эмульсия («вода в нефти»). Это отмечено визуально. Происходит расслоение фаз с четкой границей раздела. Теоретическим путем показано, что содержание связанной воды (вошедшей в состав эмульсии – верхний слой) в обратной эмульсии составляет 73 %, что удовлетворяет «принципу максимально плотной упаковки шаров». Поэтому полные реологические кривые эмульсий, приготовленных введением 20–40 % нефти, имеют заметный максимум (рис. 3). Наличие экстремума при некотором «пороговом» напряжении сдвига объясняется разрушением обратной эмульсии и инверсией фаз (изменение дисперсионной среды с нефтяной на водную). Так как вязкость воды значительно ниже вязкости нефти Усинского месторождения, то после инверсии происходит резкое падение вязкости всей коллоидной системы.

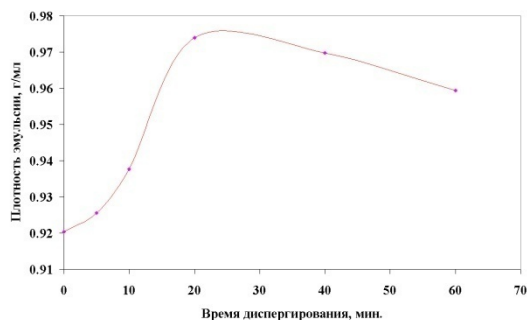


Рис. 2. Плотность 30 % эмульсии в зависимости от времени диспергирования

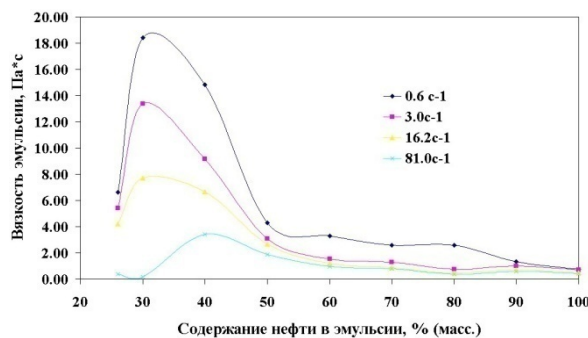


Рис. 3. Зависимость вязкости эмульсий от их состава при 70°C и равных значениях скорости

Таким образом, механическим диспергированием получен ряд концентрированных обратных эмульсий, исследованы их реологические характеристики. В дальнейшем планируется продолжить изучение условий образования эмульсий и их поведение на более сложных системах, в состав которых входят нефть Усинского месторождения, минерализованная вода и нефтевытесняющие композиции.

Литература

1. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. М.: Химия, 1975. – 512 с.
2. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. Л.: Химия, 1984. – 368 с.
3. Шарипов Р.Ш., Дубов Н.Б., Шарипова Е.Л. Высокотемпературные гелеобразующие составы для увеличения охвата тепловым воздействием и ограничения притока вод на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения. Опыт промышленного внедрения и перспективы применения // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы 3-й научно-практ. Конференции. – Томск: Изд-во СО РАН, 2004. – С. 169–185.
4. Emulsions, Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry, ed. L. L. Schramm, American Chemical Society, Washington, DC, 1992.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЁРНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.М. Петухова

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Озерное нефтяное месторождение находится в Красновишерском районе Пермского края в 300 км на север от г. Перми. Недропользователь – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Месторождение открыто в 1982 году. Центральная часть месторождения находится под озером Ньюхти, являющимся гидрогеологическим памятником природы.

В геологическом отношении месторождение приурочено к северной части Соликамской депрессии Камско-Кинельской системы прогибов. При подсчете запасов нефти и растворенного газа выделено шесть подсчетных объектов – нефтенасыщенных пластов в отложениях сакмарского и башкирского ярусов, окского надгоризонта и фаменского яруса. При этом 35 % запасов находятся под озером Ньюхти. Геологические запасы составили около 30 млн т, извлекаемые – около 9,5 млн т. Основные запасы (66 %) сосредоточены в карбонатных отложениях фаменского яруса, представленных позднедевонской органогенной постройкой.

В 1996 г выполнен «Проект пробной эксплуатации Озерного нефтяного месторождения», в соответствии с которым была начата эксплуатация разведочных скважин. С 2000 г разработка ведется в соответствии с «Технологической схемой опытно-промышленной эксплуатации Озерного месторождения». По этой схеме предусмотрена разработка фаменского объекта с применением избирательной системы заводнения при плотности сетки 27 га/скв.

В 2004 г составлен и утвержден «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Озерного месторождения», предусматривающий доизучение эксплуатационного объекта Фм на основе

гидродинамических и поинтервальных исследований скважин. Характеристика пласта Фм приведена в таблице 1, сравнение основных показателей – проектных и фактических – в таблице 2.

Фактическая текущая добыча нефти меньше проектной на 24 %, что связано, главным образом, с неполным освоением системы поддержания пластового давления. Фонд нагнетательных скважин меньше проектного на 7 единиц (41 %), накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составила 21,2 % (по проекту – 46,6 %). Средний дебит добывающих скважин ниже проектного на 31 %. Основная причина – снижение пластового давления, которое на 01.01.2006 в зоне отбора составило 9,6 МПа при начальном 18,2 МПа. Текущее пластовое давление в зоне отбора ниже давления насыщения нефти газом (10,9 МПа), поэтому в отдельных частях возможно развитие режима растворенного газа. Это относится к зонам дренирования ряда скважин в западной (скв. 426, 449, 450), центральной (скв. 42, 420, 439, 440, 443) и южной (скв. 462, 463, 464) частях месторождения.

Таблица 1
Характеристика пласта Фм

№ п.п.	Параметры	д. измерен	Значения
1.	Средняя глубина залегания	м	1770
2.	Средняя нефтенасыщенная толщина	м	12,35
3.	Тип залежи	массивный	
4.	Коэффициент расчлененности	доли ед.	14,1
5.	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,18
6.	Средняя проницаемость	мкм ²	0,054
7.	Средняя пористость	доли ед.	0,09
8.	Средняя нефтенасыщенность	доли ед.	0,78
9.	Начальное пластовое давление	МПа	18,2
10.	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,13
11.	Плотность пластовой нефти	кг/м ³	729
12.	Плотность дегазированной нефти	кг/м ³	823
13.	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,3
14.	Давление насыщения нефти газом	МПа	10,9
15.	Газосодержание пластовой нефти	м ³ /т	139
16.	Проектный коэффициент негезвлечен	доли ед.	0,359

Таблица 2
Сравнение проектных и фактических показателей разработки на 01.01.2007

№ п.п.	Показатели	Значения показателей	
1.	Годовая добыча нефти, тыс. т	проект	480,3
		факт.	365,5
2.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	проект	1529,2
		факт.	1516
3.	Фонд добывающих скважин	проект	53
		факт.	50
4.	Фонд нагнетательных скважин	проект	17
		факт.	10
5.	Средний дебит добывающих скважин по нефти, т/сут	проект	31,1
		факт.	21,6
6.	Средний дебит добывающих скважин по жидкости, т/сут	проект	35,7
		факт.	22,39
7.	Обводненность, %	проект	12,9
		факт.	3,7
8.	Текущая компенсация отбора жидкости закачкой, %	проект	120,2
		факт.	65,7
9.	Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой, %	проект	46,6
		факт.	21,2
10.	Текущий коэффициент нефтеизвлечения, %	проект	0,082
		факт.	0,081
11.	Темп отбора от НИЗ, %	проект	6,8
		факт.	4,5
12.	Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов, %	проект	22,8
		факт.	22,6

Геологами ООО «ПермНИПИнефть» и ПГТУ на площади месторождения при изучении выделены три зоны (рис. 1): 1-ая зона – серповидный участок, соответствующий фации рифового гребня; 2-ая зона, соответствующая зарифовому мелководью (лагуна), занимает основную по площади центральную, южную и юго-восточную части залежи; 3-я зона, соответствующая рифовому склону, примыкает на севере, северо-западе и на западе к внешнему контуру нефтеносности.

Рассмотрим, в какой мере предложенное разделение месторождения на три зоны соответствует характеристикам коллекторских свойств пласта, истории и состоянию его разработки и эксплуатации скважин.

1. Изучение данных по динамике дебитов показало, что для скважин 1-ой зоны, то есть для гребня, характерен темп уменьшения дебитов после ввода их в эксплуатацию, в среднем, в несколько раз более высокий, чем по зонам 2 и 3.

В качестве примера на рис. 2 приведены графики изменения дебитов скв. 456 (гребень, зона 1) и скв. 448 (лагуна, зона 2). По данным геологического изучения и опыта разработки нефтяных месторождений севера Пермского края, приуроченных к рифовым структурам, динамика дебитов скважин зоны 1 Озерного месторождения соответствует динамике дебитов скважин, вскрывающих коллектор трещинно-порового типа: повышенные значения притока в начальный период эксплуатации скважин, значительное и интенсивное снижение дебитов по мере уменьшения пластовых давлений при постоянной депрессии, что связано, очевидно, с процессом смыкания трещин.

Проявление трещиноватости для скважин 3-ей (рифовый склон) и 2-ой (лагунная часть залежи) зон менее значительно. По многим скважинам при снижении пластового и забойного давлений на 4–6 МПа по сравнению с начальными значениями дебиты скважин сохраняют свои значения или незначительно уменьшаются.

2. В таблице 3 приведено распределение добывающих скважин по средним значениям показателей их эксплуатации и текущим значениям проницаемости коллектора для выделенных зон пласта.

Из таблицы 3 следует, что средняя удельная (в расчете на 1 м эффективной толщины пласта) продуктивность скважин зоны 1 в 11,7 и в 30,8 раз меньше, чем для скважин, соответственно, 2 и 3 зон, коэффициент проницаемости ниже в 4 и в 13,5 раз.

Таким образом, в пределах площади залежи по коллекторским свойствам, продуктивности скважин и динамике изменения их дебитов выделяется зона 1, соответствующая рифовому гребню. Показатели по этой зоне

характерны для трещинно-порового типа коллектора. На других участках залежи эти особенности проявляются в значительно меньшей степени.

Таблица 3

Показатели работы добывающих скважин

№ зон	Кол-во скв.	Показатели				
		$P_{\text{заб}}, \text{МПа}$	$P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	$K_{\text{прод}}, \text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$	$K_{\text{прод}}/h_{\text{эф}}$	$K_{\text{прод}}, \text{МКМ}^2$
1 (гребень)	19	6,49	9,54	2,3	0,12	0,0037
2 (лагуна)	29	7,1	9,3	23,2	1,4	0,015
3(склон)	2	11,04	12,8	59,36	3,7	0,05

Приведенные в таблице 3 данные о работе скважин, их продуктивности и коллекторских свойствах на участках залежи, отнесенных к рифовому склону и рифовому мелководью, недостаточны для разделения их на две отдельные зоны. Имеющиеся в настоящее время различия по этим участкам могут быть связаны с разными пластовыми и забойными давлениями. Пластовое давление в зоне отбора скважин рифового склона более высокое, что связано, очевидно, с близостью их к внешнему контуру нефтеносности.

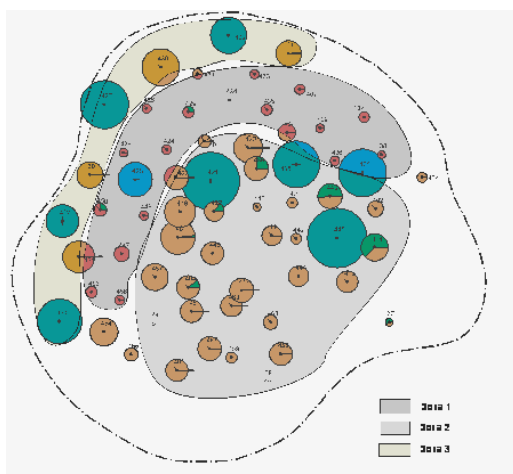


Рис. 1. Карта текущих отборов, пласт Фм

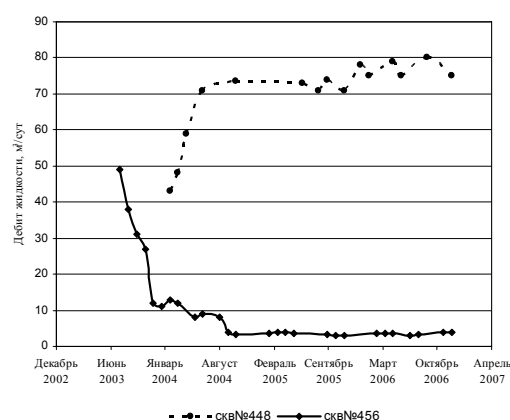


Рис. 2. Динамика дебитов скважин

При текущем состоянии разработки мероприятия по повышению пластового давления в залежи следует проводить, в первую очередь, на ее лагунной части. Наиболее низкие пластовые давления в зоне отбора, наибольшая площадь нефтеносности, высокая доля (58 %) фонда действующих добывающих скважин, относительно высокие коллекторские свойства пласта в этой части позволяют более эффективно улучшить состояние разработки залежи в целом.

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ С РАСЧЕТОМ КОЭФФИЦИЕНТА КОМПЕНСАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.С. Поливаху

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

Анализ системы заводнения заключается в построении зависимостей коэффициента компенсации для выделенных площадей от времени и сравнении с картой пластового давления, построенной по замерам. Соответственно, анализ системы разработки состоит из следующих этапов:

- разбиение площади заводнения на блоки;
- определение вклада дренируемого или обводняемого объемов от каждой скважины;
- расчет и построение зависимостей коэффициентов компенсаций от времени для каждого блока;
- проведение сравнительного анализа с картой пластового давления.

Анализ процесса заводнения следует упрощать, разделяя площадь заводнения на блоки с дробностью, требуемой в данном исследовании [2]. Для большинства периодических систем следует выделять блоки так, чтобы нагнетательная скважина находилась в центре, а добывающие – по углам блока. Некоторые возможные варианты выделения блоков показаны на рисунке 1. Это лишь часть возможных способов выделения блоков. В случае несимметричных или неперiodических систем блоки обычно выделяют так, чтобы максимально облегчить учет и анализ. Для каждого выделенного блока рассчитывается коэффициент компенсации равный отношению объема жидкости, закачиваемой в пласт, к объему извлеченного флюида из пласта.

Границы элемента для каждой системы есть такие контуры каждого элемента, на которых отсутствует течение. Во многих случаях теоретически определить границы сложно, кроме того, они могут меняться в процессе заводнения. Иногда невозможно определить «настоящие» границы для краевых элементов в районах с

частичным развитием заводнения. Между тем обоснованное определение границ посредством разумной инженерной оценки позволяет успешно анализировать ход процесса заводнения [3].

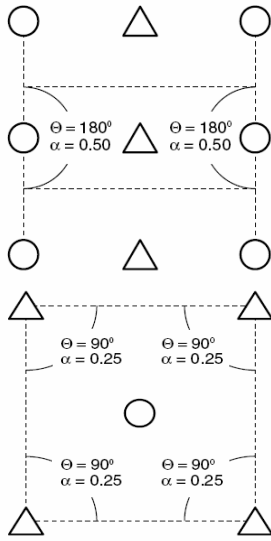


Рис. 1. Возможные варианты выделения блоков

После выделения элементов для каждой системы необходимо предложить схему определения дренируемого или обводняемого объемов для пограничных скважин, общих для двух граничащих элементов. Два простых метода, позволяющих осуществить это, основаны на геометрии элементов. Первый, простейший, способ состоит в том, что объемы определяются пропорционально углам притоков в каждый элемент, имеющий общую скважину. Два простейших примера этого метода показаны на рисунке 1. Фактор, определяющий долю каждого i -го элемента α_i , можно рассчитать по формуле:

$$\alpha_i = \frac{\varphi_i}{360^\circ} (1), \text{ где } \varphi_i - \text{угол притока.}$$

Альтернативный подход представляет собой видоизменение первого метода, при котором учитываются градиенты давления, изменения эффективной толщины пласта и расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами [2]. Уравнение, учитывающее эти характеристики, имеет следующий вид:

$$\alpha_i = \frac{\left[\frac{\varphi_i (P_{wf} - P_e)}{\ln \left(\frac{hr_i}{h_e r_w'} \right)} \right]}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{\varphi_i (P_{wf} - P_e)}{\ln \left(\frac{hr_i}{h_e r_w'} \right)} \right]} (2)$$

где φ_i – угол притока, P_{wf} – забойное давление на нагнетательной скважине, P_e – забойное давление на добывающей скважине, h – эффективная толщина в локации добывающей скважины, r_e – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины, n – количество добывающих скважин приходящихся на нагнетательную, r_w' – эффективный радиус скважины ($r_w' = r_w e^{-s}$).

Далее для расчета коэффициентов компенсации от времени необходимо проводить оценку добычи жидкости для каждой добывающей скважины и оценку закачки воды для нагнетательной скважины с определенным промежутком времени [3]. Частота расчетов коэффициента компенсации от времени определяется требуемой детализацией динамики коэффициента компенсации от времени.

Добыча жидкости выделенного блока в месяц определяется уравнением материального баланса:

$$Q_{liquid} = B_o \sum_{i=1}^N q_{oil} \alpha_i + B_w \sum_{i=1}^N q_{water} \alpha_i,$$

где α_i – коэффициент вклада дренируемого или обводняемого объемов от каждой скважины, B_o и B_w – объемные коэффициенты нефти и воды соответственно, q_{oil} и q_{water} – дебиты нефти и воды соответственно. Месячная закачка воды в пласт также определяется уравнением материального баланса:

$$Q_{liquid} = B_w \sum_{j=1}^m q_{inj} \beta_j, \text{ где } B_w -$$

объемный коэффициент закачиваемой воды, q_{inj} – дебит закачиваемой воды, β – коэффициент вклада эффективного обводняемого объема от нагнетательных скважин.

После проведения комплекса гидродинамических исследований скважин на Западно-Полуденном месторождении была построена карта пластового давления, представленная на рисунке 2. Среднее значение пластового давления – 138,4 атм. Западно-Полуденное месторождение было разделено на 16 блоков, для каждого из которых был определен ежемесячно коэффициент компенсации на 2006 год.

Процедура разбиения всей площади месторождения на блоки заключалась в следующем. Для каждой нагнетательной скважины выделяли вокруг ближайšie добывающие скважины, которые замыкались одним

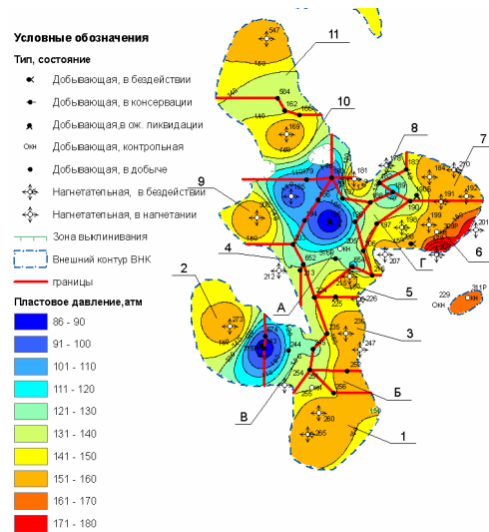


Рис. 2. Разбиение на блоки

неразрывным контуром. В случае разбиения площади Западно-Полуденного месторождения на блоки процедура была затруднена тем, что месторождение имеет законтурное заводнение, в связи с чем контур приходилось замыкать на контур ВНК, как это показано на рисунке 3, на примере блока № 2.

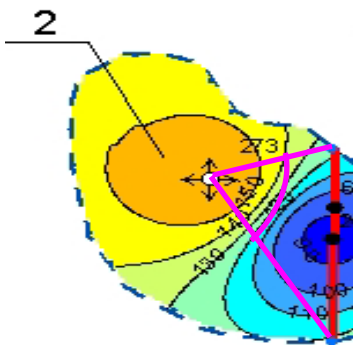


Рис. 3. Пример блока № 2

пластового давления. Например, в блоке № 7 наблюдается просаженное пластовое давление вблизи добывающей скважины № 189 (рис. 2), при этом коэффициент компенсации блока № 7 увеличен от значения 0,92 до 3,5 в период с июля по ноябрь месяц 2006 г. (рис. 4). Рекомендуется при поддержании текущей добычи из блока № 7, для выяснения эффективности закачки скважин № 184 и № 192 блока № 4, поддерживать значение коэффициента компенсации в диапазоне 1,8–2,0 в течение одного квартала, что соответствует нагнетаемому объему ~10000 м³ в месяц на обе нагнетательные скважины. На скважине № 189 рекомендуется провести промысловые геофизические исследования с целью выявления негерметичности обсадной колонны.

Для каждой добывающей скважины, входящей в выделенный блок, рассчитывался коэффициент α_i по формуле (2) и для каждой нагнетательной скважины коэффициент вклада эффективного обводняемого объема от нагнетательных скважин вычисляется как $\beta = \frac{\gamma}{360^\circ}$, где γ – эффективный угол

нагнетательной скважины, как это показано на рисунке 3.

Для оценки эффективности системы заводнения полученные значения коэффициента компенсации были сопоставлены с распределением пластового давления для каждого блока соответственно. Все данные по добыче жидкости и закачке воды были приняты согласно месячным эксплуатационным рапортам Западно-Полуденного месторождения [1].

Для каждого блока была определена зависимость коэффициента компенсации от времени и сопоставлена с картой

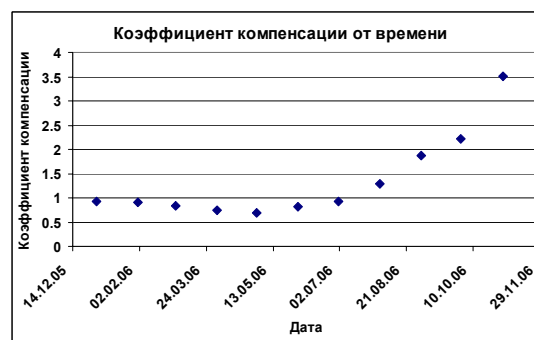


Рис. 4. Зависимость коэффициента компенсации от времени для блока № 7

Литература

1. Проект разработки Полуденного месторождения. – Томск, 2005.
2. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Юкос, 2001. – 143 с
3. Anderson D.M.: "Production Data Analysis – Challenges, Pitfalls, Diagnostics", SPE 102048

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ОЗЁРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Тощевиков

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Фактические значения показателей разработки фаменской залежи нефти Озёрного месторождения ниже проектных. Поэтому необходимы разработка и реализация мероприятий, направленных на повышение эффективности разработки этого объекта и эксплуатации скважин. С учетом сложившейся ситуации эти мероприятия следует направить прежде всего на улучшение энергетического состояния залежи, то есть на повышение пластового давления, которое в зоне отбора уже снизилось до давления насыщения нефти газом ($P_{нас}$), а по некоторым добывающим скважинам величина динамического пластового давления уже ниже $P_{нас}$. При высокой газонасыщенности пластовой нефти – до 150 м³/т – развитие режима растворённого газа в околоскважинных зонах пласта (ОЗП) может существенно ухудшить условия притока жидкости в скважины [1].

Увеличение закачки воды в пласт для поддержания пластового давления может быть обеспечено путём ввода в эксплуатацию новых нагнетательных скважин и перевода некоторых добывающих скважин под нагнетание воды. Последнее мероприятие предусмотрено и в действующем проектом документе. При выборе скважин для перевода под закачку воды следует выбирать те участки объекта, по которым, с одной стороны, наиболее низкое пластовое давление, а с другой – наиболее высокие коэффициенты продуктивности добывающих скважин. При прочих равных условиях из-за сравнительно высоких дебитов таких скважин на указанных участках пластовое давление снижается с более высоким темпом, поэтому быстрее может произойти существенное ухудшение условий фильтрации жидкости в ОЗП. С другой стороны, повышение пластового давления на высокопродуктивных участках в технологическом отношении более эффективно, так как с увеличением депрессии (при росте пластового давления) на одну и ту же величину, увеличение дебитов скважин и дополнительной добычи нефти будет более существенным, чем по другим участкам.

С учетом отмеченного предлагается перевести под нагнетание воды добывающую скважину № 464, которая характеризуется высокими значениями эффективной толщины пласта ($h_{эф}=19,4$ м) и дебита (около 38 м³/сут), то есть весьма высокой продуктивностью, что важно при переводе скважины из добывающей в нагнетательную. Обводненность скважины № 464 выше среднего значения этого показателя для всей залежи и для окружающих её скважин, что является одним из аргументов в пользу перевода данной скважины под нагнетание. Средний коэффициент продуктивности по окружающим добывающим скважинам равен 22,82 м³/(сут·МПа) при среднем по залежи 16,53 м³/(сут·МПа), а среднее пластовое давление меньше давления насыщения нефти газом.

По мере развития режима растворённого газа в залежи увеличиваются фильтрационные сопротивления, особенно в ОЗП, то есть имеет место нерациональное расходование части пластовой энергии на преодоление дополнительных сопротивлений. Увеличение фильтрационных сопротивлений происходит также при снижении проницаемости ОЗП в процессе первичного и вторичного вскрытия пласта и при эксплуатации скважин, особенно после проведения подземных ремонтов с глушением скважин. Поэтому мероприятия по повышению эффективности разработки залежи путём увеличения пластового давления должны сопровождаться проведением работ на скважинах, направленных на более рациональное расходование пластовой энергии при их эксплуатации.

Состояние ОЗП можно оценить при анализе данных гидродинамических исследований скважин. Поскольку при пониженных пластовых давлениях скважины Озерного месторождения не фонтанируют и эксплуатируются с помощью насосов, исследование скважин проводят при неустановившихся режимах путём снятия кривых восстановления уровней и построения кривой восстановления давления (КВД). На кафедре разработки нефтяных и газовых месторождения Пермского государственного технического университета разработана методика обработки кривых восстановления давления с построением так называемой теоретической КВД. В качестве примера на рис. 1 и рис. 2 показаны КВД скважин №№ 429, 448.

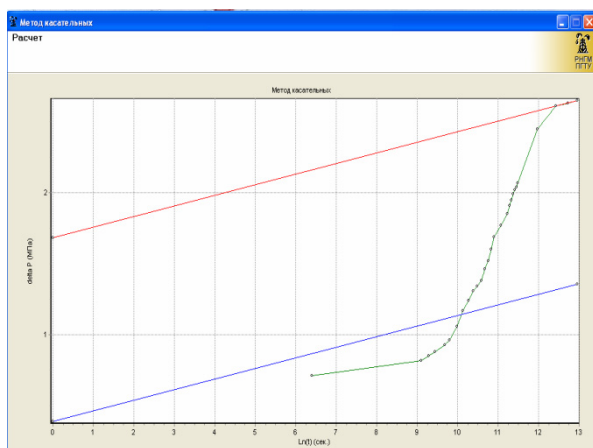


Рис. 1. КВД скв. 448

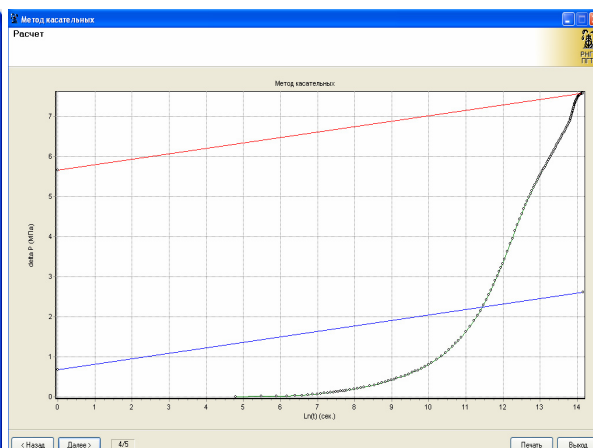


Рис. 2. КВД скв. 429

При обработке по методу касательной определяются уклон и отрезок на оси ординат A_ϕ с учетом как состояния ОЗП, так и гидродинамического совершенства скважины:

$$A_\phi = iLn \frac{2,25 \chi_{УЗП}}{r_{np(c+s)}^2} \quad (1)$$

где i – уклон прямолинейного участка; $\chi_{УЗП}$ – коэффициент пьезопроводности удалённой зоны пласта (УЗП); $r_{np(c+s)}$ – приведенный радиус скважины.

Затем определяется значение отрезка A_T для теоретической КВД, которая строится без учёта влияния послепритока жидкости в скважину после её остановки для снятия КВД и влияния особенностей ОЗП:

$$A_T = iLn \frac{2,25 \chi_{УЗП}}{r_c^2}, \quad (2)$$

где r_c – радиус гидродинамически совершенной скважины

Для гидродинамически несовершенной скважины в формуле (2) в качестве r_c принимается $r_{np(c)}$ – приведенный радиус гидродинамически несовершенной скважины, который определяется, например, с помощью графиков Щурова или по другим методикам. Если теоретическая КВД размещается ниже фактической ($A_T < A_\phi$), ОЗП характеризуется ухудшенными по отношению к УЗП свойствами, что видно из формул (1) и (2).

В результате интерпретации данных КВД по скважинам №№ 429, 448 было выявлено ухудшенное состояние ОЗП этих скважин, что приводит к логическому выводу о необходимости проведения мероприятий по

улучшению призабойной зоны пласта. Одним из вариантов такого мероприятия является соляно-кислотная обработка (СКО), так как продуктивный коллектор сложен карбонатными породами.

Анализ данных исследований большей части скважин Озерного месторождения показал, что фактическая продолжительность периода восстановления уровня и давления после остановки скважин недостаточна для проведения обработки КВД по методу касательной (прямолинейный участок на КВД не выделяется). Поэтому технология проведения исследований должна включать построение непосредственно на скважине кривой восстановления уровня (давления), что обеспечит контроль за этим процессом в ходе исследований и получение полноценных КВД. Из технологического режима следует, что около 74 % добывающих скважин работают в периодическом режиме откачки жидкости.

Общая продолжительность цикла периодической откачки складывается из времени накопления жидкости в скважине t_n и времени откачки (работы насоса) t_p , то есть:

$$T = t_p + t_n. \tag{3}$$

Суточный отбор жидкости из скважины при периодической откачке составляет:

$$Q = \frac{24Q_{нас}t_p}{T}, \text{ т/сут} \tag{4}$$

где $Q_{нас}$ – средняя производительность насоса в период времени t_p , м³/час;

Средняя производительность насоса должна превышать приток жидкости q из пласта, то есть $Q_{нас} > q$, так как время t_p насос должен откачать из скважины поступившую в нее из пласта жидкость в течение всего цикла периодической откачки T .

При режиме периодической откачки отбор жидкости из скважины всегда меньше ее дебита при постоянном режиме работы с забойным давлением, соответствующим его минимально допустимому значению. Считается, что при этом потери дебита не должны превышать некоторых разумных значений (не более 10–15 % от дебита скважины при постоянном режиме откачки). В работе [1] показано, что относительные потери дебита зависят лишь от продолжительности полуцикла накопления жидкости в скважине t_n : чем больше t_n (при прочих равных условиях), тем больше относительные потери дебита при периодической откачке жидкости. При этом имеется в виду, что время t_n не должно превышать продолжительности периода подъема жидкости от динамического уровня $h_{д. макс}$, соответствующего минимально допустимому забойному давлению, до отметки статического уровня $h_{ст}$ жидкости в скважине. Из анализа зависимостей изменения забойного давления в скважине при периодической откачке жидкости следует, что относительные потери дебита скважины в случае, когда продолжительность периода накопления соответствует максимальному значению (уровень жидкости при накоплении достигает $h_{ст}$), составляет 0,5, то есть отбор из скважины уменьшается в два раза по отношению к ее дебиту при постоянном отборе жидкости.

Таблица

Фактические и расчетные значения t_n для периодических скважин

№ скв.	Кп, м ³ /(сут·МПа)	$t_{нак}$ по режиму, час	$t_{нак}$ расчетное, час	№ скв.	Кп, м ³ /(сут·МПа)	$t_{нак}$ по режиму, час	$t_{нак}$ расчетное, час
38	0,231	163	71,8	435	0,967	42	17,2
40	11,124	62	1,5	436	3,357	40	4,9
42	1,383	66	12,0	439	26,154	9	0,6
402	6,303	34	2,6	440	1,136	162	14,6
404	1,842	68	9,0	441	13,223	4	1,3
407	0,853	42	19,5	442	13,824	92	1,2
409	0,312	68	53,2	443	12,461	6	1,3
410	0,726	40	22,9	444	147	6	0,1
414	31,921	12	0,5	446	13,276	8	1,3
420	18,519	4	0,9	447	6,897	40	2,4
422	7,332	14	2,3	449	1,736	112	9,7
423	46,667	12	0,6	450	1,977	36	8,4
424	2,113	40	7,9	455	2,571	40	6,6
426	4,844	114	3,4	456	0,638	91	26,1
428	0,833	42	19,9	458	1,138	20	14,6
429	2,8	38	5,9	459	3,804	68	4,4
431	4,186	42	4,0	460	3,091	36	5,4
433	1,589	43	10,4	465	4,266	36	3,9
434	7,921	16	2,1				

Для установления режима периодической откачки (продолжительность периода накопления жидкости, при котором потери дебита не превысят некоторую заданную величину) необходимы исследования скважины с

проведением измерений отборов и уровней в периоды откачки и накопления жидкости. По полученным данным оценивается значение коэффициента продуктивности (коэффициента притока жидкости в скважину). Если его величина постоянна в течение всего цикла периодической откачки, продолжительность периода накопления t_n можно определить по формуле, полученной В.А. Мордвиновым:

$$t_i = \frac{0,785(D^2 - d^2)\delta}{0,204 \cdot 10^{-6} \rho_{жс} K_{np} (1 - \delta)}, \text{ час} \quad (5)$$

где D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d – наружный диаметр НКТ, м; $\rho_{жс}$ – плотность откачиваемой жидкости (на поверхности) кг/м³; K_{np} – коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа); δ – относительные потери дебита, доли ед.

По формуле (5) определены значения периодов накопления для скважин Озёрного месторождения (залежь Фм), которые приведены в таблице. Здесь же приведены значения времени накопления жидкости по технологическому режиму работы скважин. Таким образом, имеет место значительное расхождение между существующими показателями времени накопления и расчетными значениями, что отражается на эффективности разработки залежи из-за нерациональной эксплуатации периодических добывающих скважин. Из таблицы следует, что скважины №№ 40, 402, 414, 420, 422, 423, 426, 431, 434, 439, 441, 442, 443, 444, 446, 447, 465, расчетная продолжительность периода t_n по которым не превышает 4 часов, следует перевести на работу с постоянной откачкой жидкости, поскольку преимущества, связанные с периодической откачкой, по этим скважинам практически не реализуются.

Из выполненного анализа следует, что существенного повышения эффективности разработки залежи можно добиться в результате комплексного подхода. Наряду с повышением пластового давления в самых востребованных для данного мероприятия частях залежи необходимо проведение качественных гидродинамических исследований для оценки состояния ОЗП с рекомендациями по улучшению этого состояния, а также корректировка технологических режимов работы периодических добывающих скважин на рассматриваемом объекте с переводом части скважин на режим постоянной откачки жидкости.

Литература

1. Сахаров В.А., Мищенко И.Т., Богомольный Г.И., Мохов М.А. Периодическая эксплуатация нефтяных скважин: Учебное пособие. – М.: МИНГ имени И.М. Губкина, 1985. – 70 с.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

М.С. Турбаков, А.Д. Иванов

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

На большинстве месторождений Пермского Прикамья эксплуатация нефтедобывающих скважин осложнена различными отложениями на скважинном оборудовании. Состав и свойства этих отложений зависят от свойств пластовых флюидов, геологических, термобарических, гидродинамических и технологических факторов. Укрупнённо можно выделить три вида отложений: с преобладанием неорганических веществ; с преобладанием органических веществ; с приблизительно равным содержанием органических и неорганических компонентов.

Отложения асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПО) – основной вид, на который приходится более половины всех осложнений при эксплуатации скважин. АСПО – это концентрированная суспензия кристаллов парафина, грубодispersных минеральных примесей и асфальтенов коллоидной степени дисперсности в маслах и смолах, имеющих в объёме консистенцию твёрдых аморфных тел.

В состав АСПО могут входить механические частицы (разрушенная горная порода, продукты коррозии), пузырьки газа и другие включения. Наличие механических примесей в пластовой нефти и продуктов коррозии способствует зарождению центров кристаллизации твёрдых парафинов.

Образование АСПО происходит на поверхностях насосно-компрессорных трубах (НКТ) и обсадных труб, на скважинном оборудовании (элементы скважинных насосов, насосные штанги и др.). Толщина образующихся отложений со временем увеличивается, что ведёт к увеличению гидравлических сопротивлений при движении жидкостей или газожидкостных смесей, приводит к сбою в работе клапанов штанговых насосов, к увеличению нагрузок на насосные штанги. Отложения АСПО могут полностью перекрывать рабочие каналы в погружных центробежных электронасосах, в штанговых насосах и в НКТ. В результате уменьшаются дебиты скважин, нарушается нормальная работа скважинных насосов, может происходить полная закупорка подъёмных труб с потерей циркуляции. Ликвидация запарафинивания скважин требует проведения различных работ на скважинах вплоть до проведения подземных ремонтов по депарафинизации.

При эксплуатации нефтедобывающих скважин борьба с АСПО ведётся по двум направлениям: предупреждение образования отложений на контактирующих с добываемой нефтью поверхностях внутрискважинного оборудования и периодическое удаление АСПО с поверхностей скважинного оборудования, позволяющее восстанавливать его пропускную способность.

Методы борьбы с АСПО в скважинах подразделяются на механические (с помощью различных скребков) и гидродинамические (за счёт создания напряжений сдвига на металлических поверхностях труб и

скважинного оборудования путём регулирования скорости движения жидкости в скважине), физические (тепловое и электромагнитное воздействия, волновое воздействие на поток), химические (углеводородные растворители; ингибиторы АСПО), микробиологические (с помощью углеводородоокисляющих бактерий), комбинированные. Промысловой практикой установлено, что для низкодебитных скважин более эффективны химические методы предупреждения образования АСПО, при средних дебитах – механические и тепловые методы удаления отложений, при высоких дебитах – защитные покрытия.

При прочих равных условиях (газовый фактор, давление насыщения нефти газом, термодинамические условия, режим эксплуатации скважины) состав и свойства нефти и АСПО определяют выбор композиции для предотвращения их выпадения и для удаления образовавшихся отложений. Анализ отложений на НКТ показывает, что даже близкие по характеристикам нефти могут значительно различаться по составу АСПО. Кроме того, состав АСПО неодинаков в разных точках отбора проб и изменяется во времени.

При выборе технологий предупреждения образования АСПО в нефтедобывающей скважине необходимо обобщение следующих данных: глубина начала образования АСПО; интервалы с максимальной толщиной АСПО на стенках НКТ; распределение температуры жидкости по глубине скважины от забоя до устья; лабораторный анализ состава АСПО; лабораторные данные исследования растворов АСПО в углеводородных растворителях. Для месторождений или объектов, по которым уже имеется опыт применения технических средств и технологий с целью предупреждения образования АСПО, анализ имеющихся данных является основой для принятия решений по расширению работ в том или ином направлении.

Таблица

МОП и МРП работы нефтедобывающих скважин до и после применения технологий для предупреждения АСПО

Технология	Кол-во скв.	До внедрения, сут		После внедрения, сут		Увеличение, раз	
		МОП	МРП	МОП	МРП	МОП	МРП
ГД	121	161	270	277	326	1,72	1,21
ГКЛ	10	86	214	306	347	3,55	1,62
ИКД	13	90	326	336	336	3,73	1,03
МА	102	94	218	248	328	2,64	1,5
МИОН	1	180	92	365	365	2,03	3,97
ПАС	72	122	154	299	327	2,46	2,13
ТРИЛ	4	102	291	187	315	1,83	1,08
УДГН	39	93	256	205	307	2,2	1,2
УДЗ	45	110	247	238	324	2,16	1,31
УППШ	1	180	365	365	365	2,03	1,0
ЭНЕРКЕТ	2	111	365	365	365	3,3	1,0
Всего	410	121	234	263	324	2,18	1,39

В период с 1.01.2002 г по 1.07.2005 в цехах добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 636 скважинах применены различные технологии для предупреждения образования АСПО, в том числе:

- глубинные дозаторы (ГД) – на 179 скважинах;
- устьевые дозаторы с трубкой к приёму насоса (УДГН) – на 65 скважинах;
- устьевые дозаторы с подачей реагента в затрубное пространство (УДЗ) – на 82 скважинах;
- магнитные аппараты (МА) – на 158 скважинах;
- устройства противопарафиновые штанговые (УППШ) – на 12 скважинах;
- магнитные устройства МИОН – на 1 скважине;
- магнитные устройства ЭНЕРКЕТ – на 2 скважинах;
- греющие кабельные линии (ГКЛ) – на 20 скважинах;
- контейнеры с реагентом ТРИЛ – на 14 скважинах;
- контейнеры с ингибитором комплексного действия (ИКД) – на 20 скважинах;
- полиамидные скребки на штангах (ПАС) – на 83 скважинах.

Межочистой период (МОП) для 636 добывающих скважин до применения технологий и оборудования для предупреждения АСПО составлял в среднем 116 суток, межремонтный период (МРП) – 239 суток.

Анализ эффективности мероприятий по предупреждению образования АСПО выполнен по 410 скважинам (исключены из анализа скважины, которые после внедрения технологии проработали менее одного года и др.). Результаты оценки МОП и МРП приведены в таблице.

В среднем МОП увеличился в 2,18 раза, МРП в 1,39 раза. Показатели изменения МОП выше средних (для 410 скважин) получены для технологий с ИКД, ГКЛ, УДЗ, ЭНЕРКЕТ. Наилучшие показатели по МРП получены для штанговых колонн с ПАС, ГКЛ и МА.

С учётом опыта применения различных технологий с целью предупреждения образования АСПО при эксплуатации нефтедобывающих скважин в 2002–2006 гг количество промывок после внедрения при оценке эффективности мероприятий может быть принято равным 0,3–0,5 для ГКЛ и 0,7–1,4 в течение года для всех других технологий; количество подземных ремонтов, связанных с депарафинизацией, от 0,1–0,2 для ГКЛ до 0,3–0,5 в расчёте на один год для других технологий. При пяти и более промывках скважины до внедрения применение ГКЛ в экономическом отношении будет эффективным, если количество подземных ремонтов уменьшится не менее, чем на 1,5 в расчёте на один год.

Для повышения эффективности мероприятий по предупреждению образования и удалению АСПО необходимо создание и функционирование системы промысловых и лабораторных исследований, контроля

технологических процессов в части, имеющей непосредственное отношение к проявлению осложнений при эксплуатации добывающих скважин. Мониторинг (контроль, системный анализ, разработка и реализация мероприятий по оптимизации) эксплуатации добывающих скважин является необходимым условием повышения технико-экономических показателей добычи парафинистой нефти.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЛЯ СОВЕТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.В. Хряпинская

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Советское нефтяное месторождение открыто в 1962 г. и введено в 1966 г. в опытно-промышленную эксплуатацию согласно проекта пробной эксплуатации.

Запасы нефти основных объектов разработки (AB_1 и $BВ_8$) утверждены ГКЗ СССР в 1970 г. В период с 1965 по 1970 гг. ГКЗ СССР и в 1980 г. ЦКЗ МНГП утверждены запасы промежуточных пластов AB_2 , AB_3 , AB_4 , AB_6 , AB_7 , AB_8^0 , AB_8^1 , $BВ_{0-1}$, $BВ_2$, $BВ_3$, $BВ_4$, $BВ_5$, $BВ_6$, $Ю_1$, $Ю_2$ и М. В 1983 г. выполнен пересчет запасов нефти с утверждением их в ЦКЗ МНГП по пластам AB_1+AB_2 , $BВ_{0-1}$ и $BВ_3$. В 1991 г. уточнены границы залежи AB_1 в северной части месторождения, что обеспечило прирост запасов категории C_1 на 8,0 млн т (5,7 %).

По состоянию на 01.01.1992 на балансе ВГФ по месторождению числились балансовые запасы нефти в объеме 515209 тыс. т ($A+B+C_1$) и 29911 тыс.т (C_2), извлекаемые, соответственно, 222701 тыс.т и 12232 тыс.т.

В 1967 г. согласно технологической схеме начато эксплуатационное разбуривание основных объектов $BВ_8$ и AB_1 , остальные, представленные несколькими слабоизученными (на тот период) пластами, рассматривались в качестве объектов последующего исследования, их эксплуатация предусматривалась возвратным фондом.

В процессе промышленной разработки месторождения в соответствии с уточнением геологического строения объектов, накоплением опыта разработки, корректировались принципиальные проектные решения и технологические показатели, что нашло отражение в проектных документах 1970, 1976, 1978, 1982 и 1990 гг.

В начальном варианте по объекту AB_1 была принята трехрядная система разработки с размещением скважин по сетке 700x700 м, в последующем, учитывая низкую эффективность блоковой системы в условиях сложно построенной залежи, принято решение (1970 г.) о переходе на площадную систему, максимально приближенную к обращенной девятиточечной.

В процессе разработки выяснилось, что происходит опережающая выработка запасов нефти нижней части объекта: пластов AB_1^{3-4} , верхний пласт AB_1^1 , содержащий 23 % запасов нефти объекта, в центральной части в работу не вовлекается; оказалось сложным формирование избирательной системы воздействия на верхний низкопроницаемый пласт AB_1^1 .

Применение других мероприятий, направленных на повышение охвата воздействием, снижение обводненности продукции оказалось малоэффективным. Поэтому в проекте разработки (1990 г.), исходя из начального трехрядного размещения скважин, принято решение по формированию замкнуто-блочных систем с бурением 393 скважин в центре ячеек.

В целом по объекту основной фонд скважин составляет 1378 ед. (997 добывающих, 359 нагнетательных).

В соответствии с технологической схемой (1967 г.) объект $BВ_8$ разбуривался по сетке 700x700 м по системе, близкой к пятирядной с комбинированным воздействием (законтурное и разрезающий ряд). В последующей работе (1976 г.) исключено бурение скважин, размещенных в пределах юго-западного и восточного законтурных рядов, намечено бурение скважин в зоне предполагаемого стягивания контуров нефтеносности, в проекте разработки (1980 г.) предложен дополнительный фонд скважин также в зоне стягивания контуров. Проектный фонд скважин объекта $BВ_8$ составил 198 ед.

В начальной стадии изученности представлялось, что залежи промежуточных пластов содержат около 5 % запасов месторождения и изучались скважинами основных объектов $BВ_8$ и AB_1 ; по мере уточнения границ залежей и запасов нефти в проектных документах они выделялись в самостоятельные объекты. Наиболее полное решение вопроса по вовлечению в разработку их запасов представлено в проекте разработки (1990 г.), где с учетом бурения самостоятельных и максимального использования возвратных скважин намечено внедрение избирательной системы воздействия [1].

Выработка запасов по месторождению в целом составляет 68,5 %, средняя обводненность составляет 88%. Таким образом, активные запасы залежей мелового возраста по большей части выработаны или интенсивно вырабатываются. Для поддержания существующих уровней добычи необходимо вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы, а таковыми являются запасы верхней части горизонта AB_1 – пластов AB_1^{1+2} .

В 2001–2005 годах на Советском месторождении в целях увеличения добычи нефти был произведен комплекс геолого-технических мероприятий по интенсификации притоков жидкости. На месторождении проводились работы по гидравлическому разрыву пласта (ГРП), интенсификации притока, обработке призабойных зон (реперфорации, перфорации ранее не вскрытых интервалов, кислотные обработки и индукционно-волновое воздействие), переводу на другие объекты разработки и приобщению пластов, причем наибольший объем работ пришелся на пласты AB_1^{1+2} . Всего за этот период на Советском месторождении было проведено 345 успешных скважино-операций, суммарная накопленная дополнительная добыча нефти от проведения этих геолого-технических мероприятий составила 1032,9 тыс. тонн, что составляет 8,2 % от добычи нефти по месторождению в целом за этот же период.

Последние годы на Советском месторождении в целях увеличения добычи нефти в основном проводят следующие мероприятия: ГРП и обработка призабойной зоны (ОПЗ).

За период 2001–2005 гг. выполнено 71 скважина-операция ГРП. Распределение ГРП по годам выглядит следующим образом: 2001 г. – 2 операции; 2002 г. – 19 операций; 2003 г. – 23 операции; 2004 г. – 5 операций и 2005 г. – 22 операции. По всем скважинам получен положительный эффект. Дополнительная добыча нефти в 2005 году от скважин, введенных после ГРП за период 2001–2005 гг. составила 207,0 тыс. тонн, причем 163,1 тыс. тонн (78,8 %) добыто из переходящих скважин. Накопленная дополнительная добыча нефти от скважин, введенных после ГРП за период 2001–2005 гг. составила 669,1 тыс. тонн нефти.

В течение 2001–2005 гг. на месторождении проведено 70 операций по обработке призабойных зон пласта, в частности, в 2005 году – 22 скважино-операции. Проводились реперфорации, перфорации ранее не вскрытых интервалов, кислотные обработки и индукционно-волновое воздействие. Накопленная дополнительная добыча нефти за период 2001–2005 гг. составила 60–5 тыс. тонн, за 2005 г. – 11–0 тыс. тонн.

В результате анализа проведения комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) отмечено, что основная дополнительная добыча нефти получена из скважин с ГРП. На их долю приходится 39,8 % от всей дополнительной добычи нефти полученной в 2005 году за счет ГТМ. Однако дальнейшее применение данного метода на месторождении ограничено отсутствием подходящих скважин-кандидатов для проведения ГРП в связи с геолого-технологическими ограничениями и большим объемом операций, проведенных в предыдущие годы.

Одним из методов обработки призабойной зоны пласта, активно используемым на Советском месторождении, является ее обработка с помощью специальной смеси кислот. В течение 2006 года были проведены 32 скважино-операции, 27 из них дали положительный результат. Дополнительная добыча за 2006 год в результате данной ОПЗ составила 67,78 тыс. тонн нефти.

Высокая успешность проведения работ по обработке призабойных зон пласта, их невысокая стоимость и быстрая окупаемость указывают на высокую экономическую эффективность их проведения. В связи с этим было рекомендовано увеличить объемы проведения данных работ. Применение различных технологий по интенсификации притока и очистке призабойных зон скважин способствуют сохранению на протяжении уже пяти лет годовых объемов добычи нефти на одном уровне, при этом увеличивается роль методов, снижающих обводненность продукции, т. е. – повышения нефтеотдачи.

Литература

1. Багаудинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – Т. 2. – 166 с.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С. НА ОСНОВЕ РАСЧЕТНЫХ ДАННЫХ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ECLIPSE

П.П. Целицин

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

Характеристика месторождения. Месторождение нефти С. открыто в 1986 г. Литологическое описание разреза выполнено по результатам бурения двадцати четырёх скважин на месторождении С., а также использованы данные по соседним месторождениям.

Доюрский комплекс пород на месторождении С. не вскрыт. Отложения верхневасюганской подсвиты содержат песчаные пласты Ю₁¹-Ю₁³, объединяющиеся в горизонт Ю₁. Пласты Ю₁¹ и Ю₁² нефтенасыщены. Толщина свиты около 80 м. Промышленная нефтеносность месторождения связана с пластами Ю₁¹ и Ю₁² горизонта Ю₁ васюганской свиты.

Нефтеносность пласта Ю₁¹ связана с наличием трёх залежей нефти. Залежи по типу пластовые, сводовые, литологически экранированные. В пласте Ю₁² выявлены три залежи нефти. Залежи по типу пластовые, сводовые, литологически экранированные. Тип коллекторов обоих пластов – поровый.

Коллекторские характеристики пластов оценивались по ядерным, промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям (ГДИ). Пласт Ю₁¹ характеризуется небольшой толщиной и ограниченной распространённостью, обладает средними значениями фильтрационно-емкостных свойств. Пласт Ю₁² обладает большей толщиной и распространённостью по сравнению с пластом Ю₁¹.

Для изучения параметров нефти и газа из залежей Ю₁¹ и Ю₁² отобрано 25 глубинных проб нефти из 7 скважин. Из их анализа можно отметить следующее: свойства нефти пластов Ю₁¹ и Ю₁² практически не отличаются. В целом нефть месторождения С. характеризуется в пластовых условиях как легкая, газосодержание ее сравнительно невысокое. Растворенный в нефти газ жирный. Дегазированная нефть легкая, маловязкая, мало смолистая, парафиновая, имеет низкую температуру начала кипения и высокий выход фракций, выкипающих до 300°C. Давление насыщения нефти газом равно 8,1 МПа. В таблице даны геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения.

Описание технологических вариантов разработки. В основу расчетов технологических показателей рассматриваемых в данной работе вариантов положена методика гидродинамического моделирования, реализованная при помощи гидродинамического симулятора Eclipse Launcher.

В качестве базовой выбрана модель трехмерной фильтрации бинарной углеводородной смеси с водой.

Расчеты технологических показателей разработки по вариантам выполняются на адаптированной геолого-технологической модели, описывающей пласты горизонта Ю₁.

При проектировании технологических вариантов разработки были использованы схемы площадного заводнения по пятиточечной и семиточечной системе, а также система рядного заводнения, в частности, трехрядная система. Данные схемы разработки располагаются по сеткам 500×500, 600×600, 700×700 метров. На рисунке 1 приведена динамика коэффициента извлечения нефти от времени для данных вариантов разработки.

Хотя из рисунка 1 видно, что лучшей динамикой коэффициента извлечения нефти и его наибольшим значением обладает вариант семиточечной системы с расположением скважин по сетке 700х700 метров, технико-экономический расчет (рисунок 2) показывает нерентабельность данного варианта разработки. Наиболее предпочтительным вариантом разработки для данных условий является вариант трехрядной системы с расположением скважин по сетке 700х700 метров.

Таблица

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения

Параметры	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²
Средняя глубина залегания, м	2580–2586	2570–2624
Средняя толщина, м	2,66	8,14
Средняя эффективная толщина, м	2,2	4,6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,2	4,6
Пористость, д. ед.	0,16	0,16
Средняя нефтенасыщенность, д. ед.	0,63	0,58
Проницаемость (кern/ГДИ), мДа	15,37 / 14,12	14,84 / 18,80
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,27	0,36
Коэффициент расчленённости, д. ед.	1,7	3,37
Начальное пластовое давление, МПа	26,2	26,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*сек.	1,38	1,38
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	846	851
Абсолютная отметка ВНК, м	-2548	-2560
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,190	1,176
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,1	8,1
Газосодержание нефти, м ³ /т	81	98
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа*с	0,4	0,4

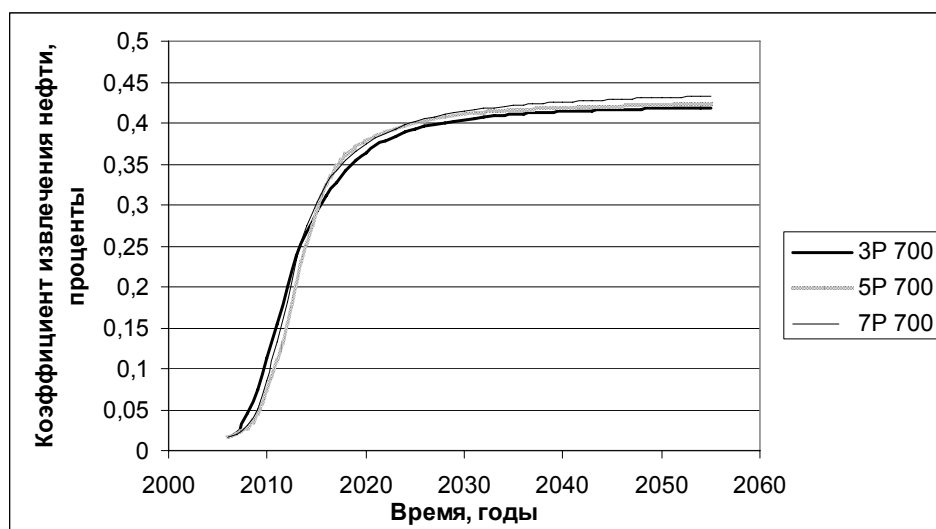


Рис. 1. Зависимость коэффициента извлечения нефти от времени для технологических вариантов разработки

Выводы. Исходя из основных геолого-технических и технико-экономических показателей, был выбран оптимальный технологический вариант разработки месторождения С., отвечающий требованиям по динамике отбора нефти, прогнозируемому количеству добытой нефти для данного месторождения, а также требованиям экономической рентабельности, а именно, вариант трехрядной системы с расположением скважин по сетке 700х700 метров.

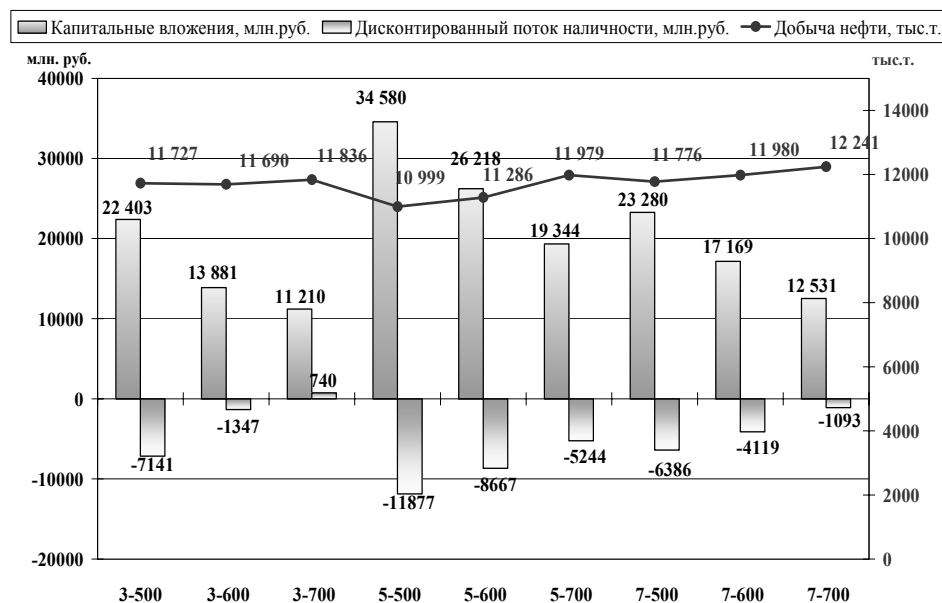


Рис. 2. Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения С

РАСЧЕТ ДВИЖЕНИЯ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

М.Е. Цой

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, является пескопроявление и вынос механических примесей при эксплуатации скважин [2].

На месторождениях Томской области и Западной Сибири наметилась устойчивая тенденция ежегодного увеличения отказов установок электроцентробежных насосов по причине высокого содержания механических примесей в продукции скважин.

Если учитывать тот факт, что доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов (ЭЦН) составляет порядка 70 %, то решение проблемы защиты внутрискважинного насосного оборудования от механических примесей весьма актуально. В первую очередь оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на ремонт, что приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования [2].

Попавшая внутрь полости рабочих ступеней ЭЦН, частицы осаждаются в значительном количестве на поверхностях насосов, что достаточно быстро ведет к подклиниванию вала, возрастанию нагрузок на погружной электродвигатель (ПЭД). Кроме этого, твердые частицы оказывают абразивное воздействие на рабочие органы насосов, что приводит неизбежно к быстрому износу подземного оборудования. Также установлено, что сильный абразивный износ рабочих органов насосов приводит к разбалансировке секций, что является причиной вибрации УЭЦН. К тому же, можно ожидать увеличения истинной объемной концентрации твердой фазы в потоке пластовой продукции внутри подъемных труб. Это приводит к повышению плотности смеси и изменению ее теплофизических свойств. Последнее негативно сказывается на процессах теплопереноса [1].

В связи с этим представляется целесообразным рассмотреть особенности движения двухфазного потока в стволах скважин с целью выявления возможности повышения эффективности работы насосов.

Анализ промысловых данных одного из важнейших месторождений «Томскнефти» с точки зрения запасов – Крапивинского месторождения – доказывает факт прямой взаимосвязи выхода из строя отказавших узлов (ПЭД и кабеля) с высоким содержанием абразива в откачиваемой жидкости, засорением секций насосов частицами механических примесей. Данный пример является показательным, так как на месторождении применяется только парк УЭЦН. По результатам замеров концентрации взвешенных частиц (КВЧ) на скважинах эксплуатационного фонда проведен анализ зависимости времени наработки на отказ от содержания КВЧ. Данная зависимость обратно пропорциональна, причем она усиливается для скважин с проведенным на них гидравлическим разрывом пласта (ГРП).

Таким образом, возникает существенная необходимость в моделировании движения твердой фазы в эксплуатационной колонне нефтяной скважины. Это позволит определить характер движения механических примесей для эффективного использования подземного оборудования и увеличения времени наработок на отказ установок.

Движение гетерогенной среды в эксплуатационной колонне описываются согласно концепции взаимопроникающих континуумов следующими уравнениями [3]:

$$\begin{aligned} \varepsilon \rho \frac{d\vec{U}}{dt} &= \text{div}[\varepsilon(-P\vec{I} + \vec{T})] + \varepsilon \rho \vec{F} + \sum_{j=1}^N \varepsilon_j \rho_j \vec{Z}_j; \\ \varepsilon_j \rho_j \frac{d\vec{V}_j}{dt} &= \text{div}[\varepsilon_j(-P\vec{I} + \vec{T}_j)] + \varepsilon_j \rho_j \vec{F}_j - \varepsilon_j \rho_j \vec{Z}_j; \\ \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + \text{div}(\varepsilon \vec{U}) &= 0, \quad \frac{\partial \varepsilon_j}{\partial t} + \text{div}(\varepsilon_j \vec{V}_j) = 0; \\ \sum_{j=1}^N \varepsilon_j + \varepsilon &= 1. \end{aligned}$$

Здесь $\varepsilon, \varepsilon_j; \rho, \rho_j; \vec{U}, \vec{V}_j$ – локальные объемные концентрации, плотности и скорости несущей среды и j -ой группы частиц; \vec{Z}_j – сила сопротивления, действующая со стороны жидкости на частицы; \vec{T}, \vec{T}_j – тензоры напряжений несущей среды и частиц; \vec{I} – единичный тензор; \vec{F}, \vec{F}_j – массовые силы, действующие на жидкость и частицы. Все силы отнесены к единице массы соответствующей компоненты гетерогенной среды.

Решение данной системы уравнений представляется затруднительным. В связи с этим принимаются некоторые упрощения.



Рис. 1. Зависимость высоты подъема частицы от ее размера и угла наклона скважины

Рассматривается стационарное изотермическое осесимметричное течение с объемной концентрации частиц менее 10^{-4} , что предполагает отсутствие динамического взаимодействия между фазами. Силами Саффмена и Магнуса, связанными с вращением частиц, в первом приближении пренебрегается. Продольная скорость потока в трубе постоянна, поперечная скорость среды отсутствует. Вследствие незначительной концентрации твердой фазы отсутствует взаимодействие частиц между собой. Не учитывается также их столкновение с эксплуатационной колонной.

Движение твердой фазы описывается лагранжевым методом. На каждую из частиц действуют сила тяжести, Архимедова сила, сила гидравлического сопротивления несущего потока:

$$m_j \frac{d\vec{V}_j}{dt} = \vec{F}_{aj} + \vec{F}_{cj} + m_j \vec{g}.$$

В плоскости поперечного сечения эксплуатационной колонны (ЭК) движение частицы имеет характер оседания. Можно показать, что пройденный путь до полного осаждения частицы на стенке ЭК составит величину l , равную

$$l = r \cos \beta + R \cos(\arcsin(\frac{r \sin \beta}{R})),$$

где r – расстояние от центра колонны до центра масс частицы во входном сечении эксплуатационной колонны; β – угол между направлениями вертикальной координаты пространства Y и отрезком r ; R – радиус эксплуатационной скважины.

Исходное уравнение движения частиц в векторной форме можно записать в проекциях на оси декартовых координат в следующем виде:

$$\begin{cases} \frac{dV_{xj}}{dt} = \left(\frac{\rho_{жс} - \rho_j}{\rho_j} \right) \cdot g \cdot \cos \alpha + \frac{3}{4} \frac{\rho_{жс}}{\rho_j} \frac{1}{d_j} C_D (W_x - V_{xj}) \cdot |\vec{W} - \vec{V}_j| \\ \frac{dV_{yj}}{dt} = \left(\frac{\rho_{жс} - \rho_j}{\rho_j} \right) \cdot g \cdot \sin \alpha + \frac{3}{4} \frac{\rho_{жс}}{\rho_j} \frac{1}{d_j} C_D (W_y - V_{yj}) \cdot |\vec{W} - \vec{V}_j| \end{cases};$$

$$C_D = \frac{24}{Re_j} (1 + 0,15 Re_j^{0,687}); \quad Re_j = \rho_{жс} d_j \frac{|\vec{W} - \vec{V}_j|}{\mu_{жс}};$$

$$\frac{dX_j}{dt} = V_{xj}(t), \quad \frac{dY_j}{dt} = V_{yj}(t), \quad |\vec{W} - \vec{V}_j| = \sqrt{(W_x - V_{jx})^2 + (W_y - V_{jy})^2}.$$

Параметр C_D – коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый по формуле Шиллера и Наумана для диапазона чисел Рейнольдса от 10^{-2} до 10^3 .

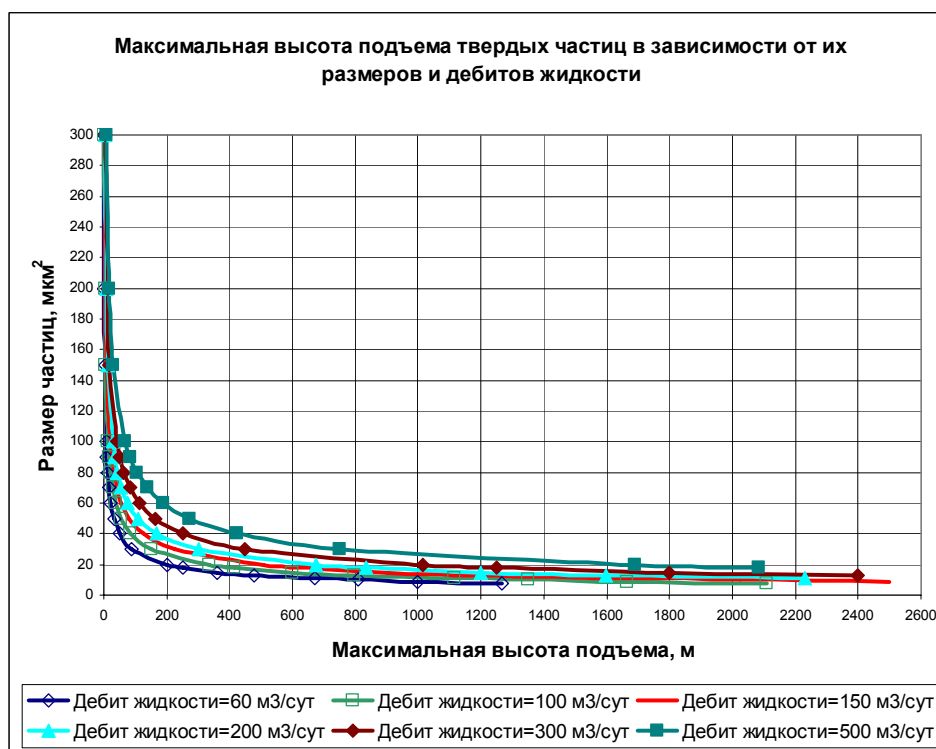


Рис. 2. Зависимость высоты подъема частицы от ее размера и дебитов жидкости

Для расчета используются следующие граничные условия. В начальный момент времени – в момент запуска частиц в колонну – продольная координата и поперечная скорость равны нулю. Начальная продольная скорость определяется как доля от скорости потока жидкости. Для расчета движения частиц, а именно для определения высоты подъема твердой фазы, необходима максимальная начальная скорость, равная скорости восходящего потока. Общее время движения частицы равно времени прохождения пути l в поперечном сечении до оседания на поверхности трубы.

Дифференцируя описанные уравнения по конечно-разностной схеме с шагом Δt , получают уравнения для расчета движения частиц в математической форме в проекциях на оси. Используя их, моделируют движение твердой частицы.

Для получения зависимостей и характера подъема твердых частиц используют и варьируют следующие исходные параметры: дебит жидкости, $Q_{жс}$, диаметр ЭК D , угол наклона ствола скважины α , плотность жидкости $\rho_{жс}$, вязкость жидкости $\mu_{жс}$, плотность твердой частицы ρ_j , размер твердой частицы d_j .

В результате проведенного моделирования были получены характерные зависимости, представленные на рисунках 1 и 2.

Литература

1. Бурлуцкий Е. С. Гидродинамика многофазных течений. – М., 2005. – 74 с.;
2. Кудрявцев И. А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): Автореферат. Дис. ... канд. тех. наук. – Тюмень, 2004. – 24 с.
3. Шиляев М. И. Гидродинамическая теория ротационных сепараторов. – Томск, 1983. – 233 с.

ПРИМЕНЕНИЕ КУСТОВЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Р. Шакуров, В.А. Жбаков

Научный руководитель профессор В.И. Русский

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

На месторождениях ООО «Ноябрьскгаздобыча» с 2002 года используются телеметрические системы контроля устьевых параметров газовых скважин. Анализ накопленной информации позволил внедрить методы газодинамических исследований скважин, сокращающие выбросы в атмосферу до 60 %, а при использовании глубинных замеров электронными приборами, полностью исключая неутраченные потери. Изучаются перспективы применения телемеханики для адаптации постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений.

Особенностью газовых месторождений, обустроенных в период с 1998–2003 год предприятием Ноябрьскгаздобыча (Губкинское, Вынгайхинское, Еты-Пуровское месторождения), являются:

- высокое гипсометрическое положение залежей;
- низкая пластовая температура;
- неравномерность сетки размещения скважин;
- литологическая неоднородность и изменчивость разреза;
- различная степень совершенства вскрытия пластов скважинами одного куста (дифференцированное вскрытие).

Режим гидратообразования на внутри-промысловых коллекторах и шлейфах с начала разработки, различные продуктивные характеристики скважин и пластов в залежи, высокие темпы обводнения, обусловили проектирование месторождения с системой телемеханического контроля устьевых параметров скважин и управления работой куста.

Оснащение кустов газовых скважин Губкинского, Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений включает в себя комплекс датчиков и дистанционно управляемых регулирующих устройств на каждой скважине. Функционально датчики давлений и температур, запорные и регулирующие устройства предназначены в первую очередь для контроля параметров режима работы скважин и кустов в режиме реального времени, аварийных защит по алгоритмам и уставкам значений.

Входные температуры на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) по газосборным шлейфам составляют в зимний период от +7 до +4°C. В этих условиях постоянная подача ингибитора гидратообразования (метанола) и отслеживания режима работы скважин с целью своевременного обнаружения мест образования гидрата в газосборных коллекторах становится первоочередной задачей. Однако возможности системы кустовой телемеханики не ограничиваются контролем режима. Потенциал для использования видится в применении системы для:

- комплексных газодинамических исследований скважин с целью определения продуктивных характеристик;
- комплексных газодинамических исследований кустов газовых скважин для определения взаимовлияния, характеристик пластов;
- автоматизации учета утилизации продукции по скважинам;
- моделирования системы газосборной сети месторождения;
- адаптации постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

Накопленный объем данных позволяет анализировать качество устьевых замеров параметров работы скважин, куста системой телемеханического контроля с использованием стационарных датчиков давлений, перепада и температуры. Сопоставление по истории за период в 2–3 года дает основание для возможности использования показаний телемеханики при ГДИС. Расхождение между замерами устьевыми приборами и телемеханикой незначительны и не превышают 1 %. Точность определения давлений и температуры гарантирует точность расчёта дебитов. Средние расхождения замеров по дебитам и давлениям в 2005 году составили 0,16 % и -0,08 % соответственно, что сопоставимо с классом точности приборов. Дискретность фиксации параметров составляет 5 секунд, что достаточно для качественной оценки динамики изменения, оценки стабилизации режима работы.

Задача проводимых на газовых промыслах газодинамических исследований заключается в получении исходных данных для установления технологического, гидродинамического и термобарического режима работы скважин и наземных сооружений, оценке эффективности работ по интенсификации и контролю за разработкой путем установления продуктивной характеристики скважин. Традиционным видом ГДИС остается метод установившихся режимов фильтрации, при котором смена режима и замер дебита производится на диафрагменном измерителе критического течения (ДИКТ) с выпуском газа в атмосферу. Это сопровождается неизбежными потерями выпущенного газа, газоопасными работами, вредным воздействием шума (до 120 дБ), вибрации, токсикологическим воздействием (метанол, CO₂) на персонал. Существующие методы обработки стандартных ГДИС применимы для одиночных скважин в условиях относительной однородности вскрытого интервала и игнорирования взаимовлияния скважин куста.

Стандартная схема проведения ГДИ, подразумевала отработку скважины на факельную линию на 6–8 режимах с записью давлений, температур. Исследование проводится в течении 8–9 часов. Запланированные потери газа на одну скважину, исследуемую таким способом, составляют около 100 тыс. м³. При плане по предприятию 160–170 скважин в год потери составят до 20 млн м³ газа.

В 2005 году все плановые исследования на Губкинском месторождении были выполнены по измененной схеме. Данные дебита, давления и температуры использовались со штатной стационарной системы телемеханики, что позволило режимы работы скважины устанавливать в шлейф (без выброса в атмосферу). Исследования проводились с использованием устьевой обвязки «Надым-2М» с отбором представительных проб жидкости и мехпримесей для выполнения покомпонентного химического анализа.

Совпадение индикаторных кривых, полученных по расчетным фильтрационным коэффициентам «а» и «б» группы скважин, при ГДИ по телемеханике и по стандартным ГДИ через ДИКТ за 1999, 2002, 2005 года, убедительно свидетельствуют о достаточной точности определения фильтрационных параметров. При средней фактической депрессии по группе исследуемых скважин – 1,23 кг/см², дебит рассчитанный по индикаторной кривой, составляет 560 тыс. м³/сут, что практически совпадает с фактом.

При использовании глубинных замеров электронными приборами, обработке данных специализированными программными средствами, для получения аналогичных результатов достаточно нескольких режимов работы скважины в коллектор, т. е. полностью исключить неутраченные потери. Это направление ГДИС активно развивается на предприятии.

В настоящее время требования к проектам разработки включают в себя обязательное наличие цифровой литолого-фильтрационной модели месторождения, а также трехмерной гидродинамической модели, реализованной при помощи программного обеспечения отраслевого стандарта (ECLIPSE, VIP и др.). Обязательным условием корректности модели является ее адаптация по данным истории разработки.

Работы по созданию и сопровождению постоянно действующих моделей месторождений (ПДГТМ) ООО «Ноябрьскгаздобыча» ведутся в научно-исследовательском и проектном институте «ТюменНИИгипрогаз». В настоящее время созданы 3D-модели всех сеноманских залежей в среде ECLIPSE 100. Модели используются для проектирования разработки и решения задач авторского сопровождения проектов. Работы проводятся в течение нескольких лет (2000–2006 гг.), поэтому модели отдельных месторождений отличаются между собой принятыми технологиями моделирования, широтой использования дополнительных возможностей программного обеспечения, качеством адаптации, которая напрямую зависит от объема и представительности имеющейся геолого-промысловой информации.

Результаты исследований последних лет говорят о том, что для решения задачи рационального недропользования, дифференцирования отборов по слоям залежи, участкам месторождения, учета взаимовлияния скважин необходимо моделирование перераспределения отборов на ПДГТМ в комплексе с моделью газосбора. При этом появляется возможность моделировать технологический режим работы скважин куста с условием их работы в единый шлейф, с выравниванием давлений в шлейфах на входе в УКПГ. Обработка результатов моделирования позволяет получить полный набор продуктивных характеристик системы «пласт – скважина – газосборный коллектор» (коэффициенты продуктивности, гидравлические сопротивления, теплопотери скважин, шлейфов). Примером реализации такой технологии являются комплексные модели сеноманских залежей Комсомольского и Губкинского месторождений, которые учитывают модели систем сбора. Совместная балансировка системы добычи реализована при помощи дополнительной опции ECLIPSE 200 – «Наземные сети». В условиях высокой чувствительности системы разработки сеноманских залежей качественная настройка комплексной модели возможна только с использованием данных телеметрии.

Таким образом, максимально точный контроль параметров работы наземной системы добычи позволяет провести корректное моделирование всей системы разработки, учесть возможности существующего технологического оборудования и требования внешнего транспорта газа. Внедрение таких моделей позволит более эффективно решать актуальные задачи управления разработкой:

– обоснование оптимального и предельно допустимого технологического режима скважин, кустов, месторождения в целом;

– планирование мероприятий по снижению динамических нагрузок на скважины и пласты;

– оптимизация схемы перераспределения отборов между отдельными участками залежи;

– повышение достоверности прогноза показателей разработки;

– снижение темпов внедрения пластовой воды;

– планирование эксплуатационных затрат, текущих и капитальных ремонтов;

– прогнозирование выбытия скважин;

– увеличение конечной газоотдачи.

Первоочередными задачами дальнейшего развития современной системы контроля разработки месторождений ООО «Ноябрьскгаздобыча» являются:

1. Создание, настройка и внедрение моделей газосборных сетей, УКПГ, ДКС всех месторождений с максимальным использованием современных систем контроля. Создание модели газодобычи и транспорта регионального уровня.

2. Для корректного моделирования режимов работы газовых скважин в условиях выноса конденсационной и пластовой воды необходимо детализировать существующие модели скважин (учесть конструкцию забоев, профиль притока газа, наличие песчано-глинистых пробок, положение башмака насосно-компрессорных труб и т.п.) Для этого потребуется дополнительное оснащение кустов и отдельных скважин системами постоянной регистрации объемов выносимой воды и мехпримесей.

3. Внедрение всех ПДГТМ в ООО «Ноябрьскгаздобыча» в качестве максимально эффективных инструментов для оперативного управления разработкой месторождений.

Таким образом, телеметрические системы контроля устьевых параметров газовых скважин, функционально предназначенные для технологических потребностей, уже в ближайшей перспективе позволят решить более широкий круг вопросов по рациональному недропользованию и управлению разработкой месторождений.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛООБМЕНА МЕЖДУ ТРЕХФАЗНЫМ ФЛЮИДОМ И ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ

А.В. Язьков

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

В настоящее время большинство механизированного фонда скважин российских компаний оборудовано погружными установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это обусловлено тем, что УЭЦН может работать в довольно широких диапазонах по дебиту (до 1000 т/сут и выше), по глубине (до 3000 м и выше), а также могут обеспечивать высокие перепады давления (более 20 МПа). Геологические и технологические условия эксплуатации УЭЦН вызывают ряд осложнений, которые могут привести к сбою в одном из узлов УЭЦН и отказу всей насосной установки. Одним из доминирующих осложняющих факторов является тепловое взаимодействие скважинной продукции и узлов УЭЦН, приводящее к преждевременному выходу из строя погружного электродвигателя (ПЭД) и кабельных линий. Снижение негативного влияния данного фактора требует понимания физических процессов, происходящих при механизированной добыче нефти. Такое понимание может быть достигнуто на основе физической модели теплообмена между скважинной продукцией и УЭЦН, с помощью которой возможно будет предвосхищать последствия влияния этих факторов и выполнять действия, которые являются “упреждающими”, а не “исправляющими”.

Данная работа посвящена построению физической модели вынужденного конвективного теплообмена между трехфазным потоком флюида и ПЭД при различных свойствах флюида (плотности, вязкости, газонасыщенности, обводненности) и параметрах погружного оборудования (габаритных размеров двигателя, мощности, диаметра эксплуатационной колонны и др.). Актуальность данной проблемы обусловлена часто встречающимся отказом двигателя и кабельных линий по причине недостаточного охлаждения [4].

На современных месторождениях УЭЦН часто эксплуатируются при условиях, когда забойное давление находится ниже давления насыщения нефти газом. Это неизбежно приводит к выделению газа из нефти, в результате чего в эксплуатационной колонне формируется нефтегазовый или водонефтегазовый поток, имеющий различные структуры. В таких эксплуатационных условиях ПЭД омывается трехфазным флюидом, содержащим газовую фазу, что может вызвать изменение термодинамической обстановки на глубине спуска УЭЦН и привести к ухудшению теплосъема с ПЭД или кабеля, результатом чего может быть их перегрев.

При построении математической модели теплопроводности внутри ПЭД были сделаны следующие допущения:

- рассматривался установившийся режим теплопроводности внутри двигателя;
- ПЭД в первом приближении рассматривался как сплошное тело цилиндрической формы с точечными тепловыми источниками, распределенными по всему объему двигателя;
- физико-химические свойства флюида в кольцевом пространстве между ПЭД и эксплуатационной колонной считались постоянными, так как длина ПЭД пренебрежимо мала по сравнению с масштабом существенного изменения свойств флюида;
- теплотой гидравлического трения и изменением кинетической энергии пренебрегалось по той же причине;
- теплопереносом в вертикальном направлении пренебрегалось в силу маленького осевого температурного градиента по сравнению с радиальным;
- использовалась модель, в которой газожидкостная смесь рассматривается как псевдооднородная среда с усредненными в пространстве свойствами.

Согласно вышеизложенным предположениям уравнение теплопроводности для осесимметричного стационарного потока внутри ПЭД может быть записано в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{q}{k_m} = 0 \quad (1)$$

с граничными условиями:

$$\left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=0} = 0 \quad \text{и} \quad -k_m \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=R_m} = h(T_f(z) - T_s(z)), \quad (2)$$

где $q = \frac{P(1-\eta)}{V}$, P – потребляемая ПЭД мощность, η – КПД ПЭД, V – геометрический объем ПЭД, R_m – радиус

ПЭД, k_m – коэффициент теплопроводности ПЭД, T – температура внутри двигателя как функция координат, h – коэффициент теплопередачи между флюидом и ПЭД, $T_f(z)$ – средняя по сечению температура флюида, $T_s(z)$ – температура поверхности стенки двигателя.

Коэффициент теплопередачи h рассчитывался с помощью полуэмпирических корреляций числа Нуссельта с числами Рейнольдса и Прандтля. Необходимые при этом теплофизические параметры

газожидкостной смеси вычислялись в рамках псевдооднородной модели при средних давлении и температуре на глубине размещения двигателя. Кроме того, в расчетах учитывался теплообмен на участках гидродинамической и термической стабилизации, а также потери тепла в пласт.

Расчет теплофизических свойств компонентов смеси при давлении и температуре, соответствующим глубине размещения двигателя, проводился с помощью методики, предложенной в [1]. Динамическая вязкость газожидкостной смеси вычислялась после определения типа и структуры потока. Расчет вязкости был сделан для наиболее часто встречающихся структур при эксплуатации скважин УЭЦН: капельно-пузырьковая, эмульсионно-пузырьковая и эмульсионно-снарядная [2].

Для численных расчетов была создана компьютерная программа на языке Visual Basic с пользовательской консолью в Excel, включающая несколько десятков функций и процедур. Программа предусматривает задание с пользовательской консоли поверхностных свойств флюида, технологических параметров, а также параметров погружного оборудования.

Данная модель апробируется на примере полевых данных, полученных со скважин, оборудованных ЭЦН с системой телеметрии. Результаты моделирования находятся в удовлетворительном согласии с данными телеметрии по температуре двигателя. Обсуждаются источники ошибок, вызывающих расхождение полученных результатов с полевыми данными.

На основе разработанной модели проводится анализ чувствительности температуры двигателя к изменению свойств водонефтегазовой смеси и параметров погружного оборудования, таких как обводненность, газонасыщенность, температура обтекающего флюида, диаметр эксплуатационной колонны и мощность двигателя. Обсуждается влияние каждого из параметров.

В результате расчетов процессов теплообмена при различных режимах течения трехфазного флюида могут быть сформулированы следующие результаты и выводы:

- увеличение обводненности в ламинарном режиме течения улучшает теплообмен благодаря большей теплопроводности воды по сравнению с нефтью;
- уменьшение обводненности может стать причиной ранней турбулизации потока, что приведет к улучшению теплосъема;
- рост свободного газа в потоке может привести к ранней турбулизации, что в результате улучшит теплообмен;
- повышенная температура обтекающего флюида вызывает повышенную рабочую температуру двигателя, что может служить ограничивающим фактором при подборе насосной установки на заданную глубину;
- увеличение диаметра эксплуатационной колонны приводит к ухудшению теплосъема с двигателя в случае ламинарного режима течения из-за уменьшения скорости обтекающего флюида, а в случае турбулентного режима температура двигателя практически не зависит от диаметра колонны;
- повышение мощности двигателя вызывает рост температуры двигателя, особенно при малых скоростях смеси, когда наблюдается частичный вынос капель внутренней фазы;
- на основе предложенной физической модели может быть разработана методика регулирования теплового режима двигателя, которая позволит снизить количество остановок двигателя на охлаждение, а значит, уменьшить вероятность перегрева двигателя, что сократит затраты на ремонт оборудования;
- безостановочный вывод скважины на режим позволяет понизить время простоя скважины на охлаждение, что сократит потери добычи.

Построенная физическая модель (а также ее дальнейшее усложнение и усовершенствование) и расчетная программа, разработанная на ее основе, могут найти широкое применение для решения практических задач, особенно таких, как подбор насоса для заданной глубины и безостановочного вывода на режим скважин, оборудованных ЭЦН без системы телеметрии.

Литература

1. Мищенко И.Т. Расчеты для добычи нефти. - М.: Недра, 1989. – 12–40 с.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Под ред. Ш.К. Гиматудинова – М.: Недра, 1983. – 241 с.
3. James F. Lea and John L. Bearden: "ESP's: On and Offshore Problems and Solutions", SPE March 28–31, 1999.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ОБРАТНОГО КЛАПАНА ПУТЁМ УСТАНОВКИ В НЕГО НАГРЕВАТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

А.Н. Яковлев

ОАО «ТНК-Нягань», г. Нягань, Россия

На сегодняшний день замерзание обратного клапана на скважинах является большой проблемой для цехов добычи нефти и газа, эксплуатирующих Галинскую площадь Красноленинского месторождения. На Галинском месторождении работа при использовании электроцентробежных насосов (ЭЦН) и штанговых глубинных насосов (ШГН) осложняется отрицательным влиянием свободного газа (газовый фактор пластов ЮК₁₀ (нижне-среднеюрского возраста) равен 177–196 м³/м³, ЮК₁₁ – 153–179 м³/м³).

Обратный клапан предназначен для стравливания в постоянном режиме попутного газа из затрубного пространства скважины в систему нефтесбора. Пример расположения обратного клапана на добывающей скважине показан на рис. 1.

Принципиальные схемы клапана и ввёртыша обратного клапана приведены на рисунке 2 и рисунке 3 соответственно. При эксплуатации добывающих скважин в зимнее время происходит замерзание обратного

клапана. В результате в затрубном пространстве начинает расти давление, т. к. скапливается большое количество газа. При этом динамический уровень в скважине начинает опускаться к приёму насоса.

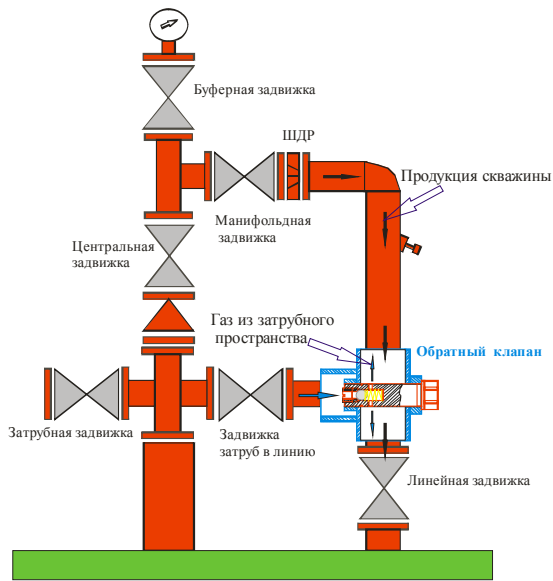


Рис. 1. Расположение обратного клапана на добывающей скважине

клапана, наиболее подверженные заморозке при прохождении через них большого количества газа, показаны на рис. 4.

Эффективность использования клапана:

1. Снижение трудозатрат (время, затрачиваемое персоналом на обслуживание клапана).

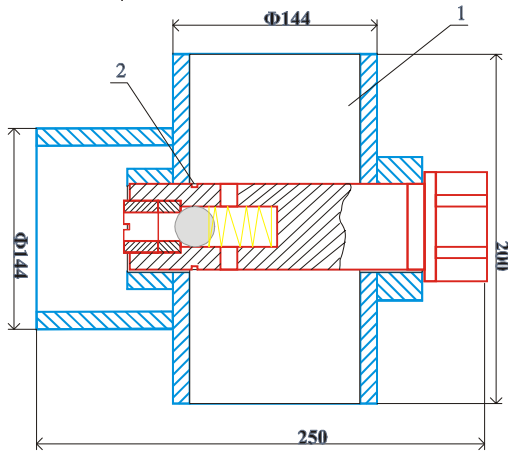


Рис. 2. Клапан обратный
1 – корпус; 2 – клапан

нагревающее устройство (3), которое со всех сторон окружено изолирующим, плотно утрамбованным материалом (6). Термоэлемент не контактирует с добываемой жидкостью и газом.

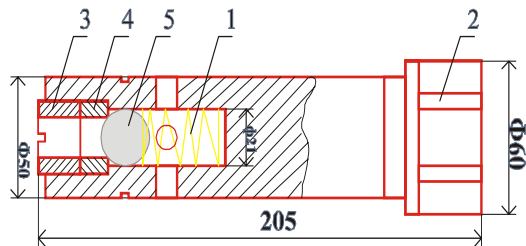


Рис. 3. Ввёртыш обратного клапана
1 – пружина; 2 – ввёртыш; 3 – держатель седла;
4 – седло; 5 – шарик

Далее у скважин, оборудованных ЭЦН, происходит срыв подачи насоса из-за низкого динамического уровня и прорыва газа в насосно-компрессорные трубы (НКТ), а в некоторых случаях и сгорание установки (перегрев двигателя из-за недостаточного притока жидкости для охлаждения или неправильно отстроена защита на сборной установке (СУ).

У скважин, оборудованных ШГН, при срыве подачи в результате отсутствия охлаждения полированного штока сгорают сальники на сборной установке сжигания газа (СУСГ), и газ выходит в атмосферу с возможным загрязнением кустовой территории.

Косвенным признаком работы обратного клапана является постоянный во времени стук шарика внутри ввёртыша.

Причина заморозки клапана. При прохождении большого количества газа через маленькие отверстия обратного клапана, газ резко расширяется, из него выделяются капельки конденсата, и температура понижается на 1 градус. Так как обратный клапан состоит из металла, то при понижении температуры происходит примерзание шарика к седлу, а при наличии жидкости во внутренней полости клапана, где расположена пружина, происходит замерзание жидкости и выход газа через клапан становится невозможным. Части обратного

2. Снижение финансовых затрат (снижение внутрисменных простоев ЭЦН и ШГН; снижение затрат на специальную технику – паровые передвижные установки (ППУ), которые применяются для отпарки клапанов и восстановление прохода в замороженном нефтесборном коллекторе; снижение затрат на подземный ремонт скважин (ПРС) и спуск нового ЭЦН).

3. Снижение экологических рисков (выбросы в атмосферу попутного газа).

Данный усовершенствованный клапан был спроектирован специально для Талинского месторождения. Он выполняется во взрывозащищенном исполнении (ip-54).

Область применения клапана:

1. Фонд, работающий в периодическом режиме.

2. Проблемный фонд с часто замерзающим обратным клапаном.

Порядок работы с ввёртышем клапана. В ввёртыше обратного клапана (рис. 5) просверливается два отверстия (первое большего диаметра, второе внутри первого, меньшего диаметра). На термоэлементе нарезана наружная резьба. Внутри термоэлемента (2) находится

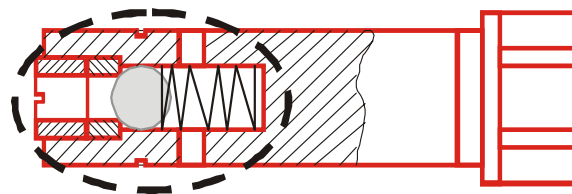


Рис. 4. Части обратного клапана, подверженные заморозке

Основное назначение изолирующего материала в данном термоэлементе:

1. Передаёт окружающему его металлическому корпусу тепло от нагревающего устройства.
2. Не даёт нагревающему устройству замкнуться о металлический корпус, т.е. защищает его).

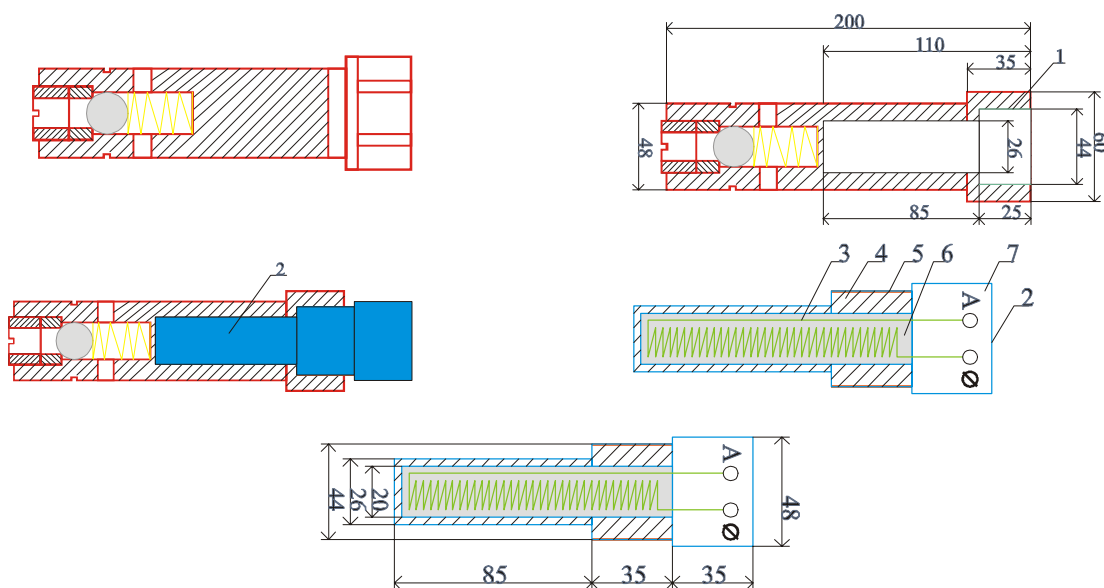


Рис. 5. Порядок работы с вёртышем обратного клапана 1 – внутренняя резьба; 2 – термоэлемент; 3 – нагревающее устройство; 4 – корпус термоэлемента; 5 – наружная резьба; 6 – изолирующий материал (в виде порошка); 7 – клемник во взрывозащищённом исполнении ip-54

Таблица

Технико-экономическое обоснование проекта для одной добывающим с часто замерзающим клапаном

Параметры	Обратный клапан	Усовершенствованный обратный клапан
Трудозатраты за год	8 ревизий за мес. 1 ч. оператора = 0,053 тыс.руб. (8*0,053 = 0,424 тыс. руб.)	2 ревизии за мес. (2*0,053 = 0,106 тыс. руб.)
Финансовые потери за год	ППУ 12 раз за мес. (12*1,108 тыс.руб. = 13,296 тыс. руб.) Потери добычи нефти : 49,37 тыс. руб.	Затраты на электричество: :0,1КВт*0,332 руб./КВт * 24*30 = = 0,024 тыс.руб. за месяц. Стоимость производства: 1 тыс. руб. Кабель до скважины по эстакаде: (100 м) = 0,93 тыс. руб.
Всего	63,1 тыс. руб.	2,06 тыс. руб.

Из таблицы видно, что экономический эффект проекта без учёта затрат на ПРС и новый ЭЦН составляет 61,04 тыс. руб. только с одной скважины за месяц. Реализация данного проекта позволит: исключить вероятность заморозки внутренних деталей клапана; увеличить межремонтный период подземных установок; уменьшить внутрисменные простои ЭЦН и ШГН; а в итоге снизить затраты на добычу нефти.