

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По данным таблицы можно сделать вывод о том, что наилучшие результаты показывают деэмульгаторы ХПД-005Н и Интекс 1018 при концентрации 50 г/т. Без добавления деэмульгатора, а также при добавлении в исходную пробу Сепарол WF-41 разделения эмульсии на нефть и воду не происходило. С помощью модульного биологического микроскопа Olympus CX41 и программы обеспечения анализа изображений ImageScopeColor, сразу после перемешивания, были сделаны микрофотографии внутренней структуры исходной нефти и проб с добавлением деэмульгаторов перечисленными из таблицы 2.

После проведения анализа дисперсного состава были построены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам для проб с добавлением деэмульгаторов ХПД-005Н и Интекс 1018 с концентрацией 50 г/т.

Таблица 3

Результаты исследования, полученные с помощью микроскопа Olympus CX41

Название деэмульгатора	Кривые распределения капель воды по размерам	Микрофотографии
ХПД-005Н		
Интекс 1018		

Проанализировав полученные данные, был сделан вывод о том, что в пробе с добавлением деэмульгатора ХПД-005Н наибольшее количество частиц имеет размер 8 мкм. Максимальный размер частиц составляет 156 мкм. В пробе с добавлением деэмульгатора Интекс 1018 наибольшее количество частиц имеет диаметр 6 и 8 мкм. Максимальный размер частиц достигает 54 мкм. В результате исследования действия деэмульгаторов был сделан вывод, что наиболее эффективными оказались Интекс 1018 и ХПД-005Н при концентрации 50 г/т. Визуальный осмотр и расчет дисперсного состава представленный в таблице 3 показал, что ХПД-005Н имеет большую эффективность, так как при его добавлении образуются более крупные частицы.

Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
2. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 5. – С. 102 – 118.
3. Зырянов М.С., Фомичев Е.В., Л.В. Чеканцева. Исследование воздействия магнитного поля на реологические характеристики водонефтяной эмульсии//Сборник трудов – Томск, 2020. – С. 230 – 232.

ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ФОНД НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ

Гаевой В.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевое значение при разработке месторождений имеет система поддержания пластового давления. Состояние ПДД влияет на обеспечение необходимых параметров работы пласта, режимов вытеснения и, следовательно, добычу нефти. Стараясь достигнуть максимального эффекта за срок действия лицензии, недропользователи внедряют систему ПДД с первого этапа разработки, увеличивая фонд нагнетательных скважин по мере падения пластового давления.

При создании проекта разработки месторождения закладываются мероприятия по повышению объемов закачки рабочего агента (воды) путем увеличения фонда нагнетательных скважин. В частности, уже на этапе проектирования определяются скважины-кандидаты из добывающего фонда для их последующего перевода в нагнетательные скважины. Вопрос о необходимости проведения геолого-технических мероприятий (в т.ч. перевод

скважины в систему ППД) по скважине возникает при снижении ее рентабельности, что обуславливается падением дебита скважины либо увеличением обводненности продукции свыше 98%. В таком случае существует три варианта действий:

- реконструкция добывающей скважины (рост продуктивности, снижение обводненности);
- перевод скважины в нагнетательный фонд;
- консервация скважины либо ее перевод в фонд специальных скважин (параметрические, водозаборные и др.).

Целесообразность выбора каждого из вариантов необходимо обосновывать. Соответственно, для перевода добывающей скважины-кандидата в нагнетательную важно проанализировать ряд критериев, по которым можно оценить оптимальность и эффективность данного решения. В данном случае необходимо комплексно подходить к вопросу и учитывать множество факторов, которые можно объединить в несколько групп: геолого-промысловые, технологические, технические и экономические.

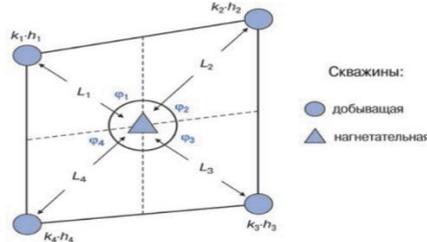


Рис. 1 Учет взаимовлияния окружающих скважин: k — проницаемость; h — толщина пласта; L — расстояние между скважинами

Наиболее крупной группой являются геолого-промысловые факторы. Они обусловлены работой продуктивного пласта и включают в себя как данные системы разработки, так и физико-химические свойства пласта. В этом случае необходимо изучить такие параметры, как пластовое давление, коэффициент приемистости, проницаемость, скин-фактор, сетку скважин и гидродинамическую связь между ними (рис. 1). Для определения этих параметров в скважине необходимо провести гидродинамические исследования. При повышенном значении скин-фактора следует произвести обработку призабойной зоны. В ином случае при закачке воды в пласт взвешенные частицы забивают поровые каналы, тем самым снижая приемистость скважины.

Также необходимо проанализировать потенциальный дополнительный дебит от n числа добывающих скважин, которые будут охвачены заводнением, и учесть возможность опережающего прорыва воды к этим скважинам. Технологические факторы определяются особенностями поверхностного обустройства системы ППД и свойствами закачиваемого рабочего агента. При переводе скважины в нагнетательный фонд необходимо рассмотреть влияние ее приобщения к единой системе водоводов высокого давления на другие скважины и насосные агрегаты.

В первую очередь, при подключении скважины к единой сети изменяется напорно-расходные характеристики насосов КНС. В данном случае увеличивается расход жидкости и, соответственно, уменьшается напор, развиваемый агрегатами. Снижение напора приводит к падению давления на всех нагнетательных скважинах, при этом уменьшается репрессия, создаваемая на пласт. Это может привести к нивелированию эффекта от перевода добывающей скважины в нагнетательную. Для сохранения напора при увеличении расхода жидкости возможно три варианта действий:

- увеличение рабочей частоты насоса;
- с помощью запорно-регулируемой арматуры отрегулировать подачу жидкости на нагнетательных скважинах;
- замена насоса на более производительный.

Помимо этого, в случае если скважина переводится по причине высокой обводненности, возникает дефицит воды, так как это снизит дебит, поступающий с УПСВ. Соответственно, необходимо заранее рассмотреть дополнительные источники поступления воды. Это должно предусматриваться еще на стадии проектирования месторождения. Такими источниками могут служить пресные поверхностные, подземные, сточные, подземные минерализованные воды.

Минерализация воды играет важную роль, она должна максимально соответствовать минералогическому составу пластовой воды. В ином случае, при закачке в пласт пресной воды возможно смещение равновесия в сторону выпадения солей, что приведет к снижению приемистости скважины. Наиболее подходящей в данном случае является сеноманская вода, которая добывается с помощью водозаборных скважин. Использование сточных и поверхностных вод в качестве дополнительного источника возможно, если имеется соответствующая инфраструктура по подготовке воды.

При этом, для определения необходимых объемов для нагнетания воды в пласт необходимо руководствоваться не только компенсацией закачкой отбора жидкости, но также упругими свойствами пласта и возможными потерями жидкости между КНС и пластом. Согласно руководящему документу РД 153-39.0-110-01, распределение объемов закачиваемой воды в скважинах рекомендуется проводить по формуле:

$$\sum Q_3 = \sum Q_э + \beta^* \Delta P_{пл} V + \Delta Q_3$$

- где $\sum Q_3$ - объем закачки за анализируемый период $\sum Q_э$ - отбор жидкости за анализируемый период; β^* - коэффициент упругости пласта на прилегающей площади; $\Delta P_{пл}$ - изменение пластового давления на

прилегающей площади за анализируемый период; V - объем пласта в пределах прилегающей площади; ΔQ_3 - потери закачки (утечки в другие пласты из-за негерметичности колонны, потери на поверхности и др.) [1].

С технической точки зрения, наличие водозаборных скважин позволяет рассмотреть вопрос перевода добывающей скважины в нагнетательную без подключения ее в единую систему водоводов и использование метода межскважинной перекачки (МСП) воды. Это решение позволит не изменять существующие технологические параметры системы ППД, а также уменьшить металлоемкость.

Помимо этого, технические факторы включают в себя состояние эксплуатационной колонны и насосного оборудования. Негерметичность эксплуатационной колонны может привести к просачиванию воды в породу и разбуханию глин, что может привести к ее дальнейшему разрушению. Во избежание развития аварийной ситуации необходимо провести геофизические исследования (акустический каротаж, электромагнитная дефектоскопия и др.) на наличие таких мест, и в случае обнаружения изолировать их путем установки пакерного устройства ниже проблемного интервала. Также должны быть предприняты меры по устранению коррозии трубопроводов и НКТ путем проведения химической обработки либо их замены, так как при переводе скважины в нагнетательную коррозионные частицы будут забивать поровые каналы, что приведет к снижению приемистости. Помимо этого, повышенное давление создаст риск прорыва трубы в этих местах.

Разделение факторов, учитываемых при обосновании перевода скважины, является достаточно условным, потому, как можно заметить, все они взаимосвязаны между собой. Существующие программные обеспечения позволяют рассчитать влияние перевода скважины на отдельные элементы системы ППД, которые можно разделить на 4 блока: кустовую насосную станцию, систему трубопроводов, скважины и пласт (рис. 2).

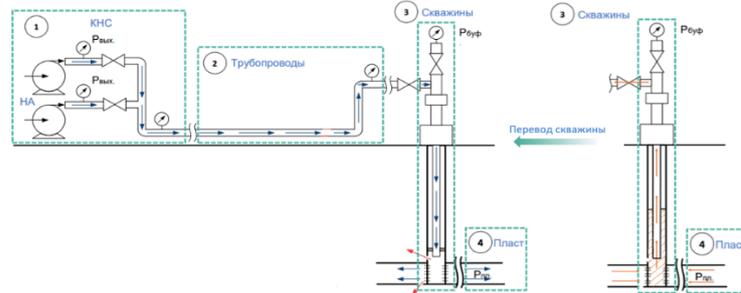


Рис. 2 Элементы моделирования в системе ППД при переводе добывающей скважины в нагнетательную

Для комплексного подхода достижения максимальной точности необходимо использовать интегрированное моделирование на основе объединения параметрических моделей вышеперечисленных систем. Входными данными такой модели являются параметры добывающей скважины и работающей на депрессии пласта. В процессе моделирования перевода скважины в нагнетательную заменяются такие параметры, как коэффициент приемистости и расход жидкости, остальные данные дублируются с модели добывающей скважины. При этом добавляются дополнительные элементы модели (насосные агрегаты и водоводы), которые связаны с нагнетательной скважиной через давления на выходе из насосов, буферное давление на скважине и расход. Такая модель системы ППД должна согласовываться с единой моделью месторождения.

Помимо этого, в данную систему можно внедрить экономическую часть, которая позволит спрогнозировать рентабельность скважины при различных вариантах ее дальнейшей эксплуатации в среднесрочной перспективе. При экономической оценке используются такие параметры, как затраты по закачке воды и на электроэнергию (энергосбережение), переменные затраты на содержание фонда скважин (ремонт кабеля УЭЦН, фонд оплаты труда (ФОТ) и др.), налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и выручка от количества добытой продукции с учетом ценовой конъюнктуры.

Таким образом, при переводе добывающей скважины в нагнетательную, в первую очередь должны учитываться геолого-промысловые и технологические факторы, так как они прямо влияют на разработки месторождения. Технические параметры необходимо учитывать для минимизации возможных потерь при закачке воды. Из-за большого количества параметров рекомендуется использовать интегрированное моделирование для определения наиболее оптимального времени перевода добывающей скважины в нагнетательную.

Литература

1. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293816/4293816261.pdf>
2. Цифровое интегрированное моделирование в процессе управления заводнением. / К.И. Повышев [и др.] // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 – № 4(6). – С. 44 – 47
3. Ермолаев А.И., Кувичко А.М., Соловьев В.В. Модели формирования фонда нагнетательных скважин на нефтяных залежах / Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010 – С. 6 – 9.