

Отклонение расчетного забойного давления от фактических замеров

№ скв.	Отклонение рассчитанных $P_{зab}$ от фактических значений, %			
	По формуле гидростатики	По методике Универсал-Сервис	По корреляции без учета движения воды	По корреляции с учетом движения воды
778	23...29	9...15	4...8	0...1
786	27...32	11...15	5...8	0...1

Результатом работы является получение корреляции вида $\rho_{ГЖС} = f(\Pi_{ГЖС})$. По уравнению (5) целесообразно определять $P_{зab}$ для скважин, находящихся на исследовании. Особенность данной методики заключается в том, что она учитывает особенности процессов разгазирования газожидкостной смеси и фазового разделения по стволу скважины при ее исследовании.

Однако, корреляции применимы только для конкретного объекта и объектов со схожими характеристиками. При наличии таких зависимостей для других объектов возможна адаптация полученных корреляций.

Литература

1. Королев К.Б., Силкина Т.Н., Пугачев Е.В. Анализ применения адаптированного алгоритма пересчета забойного давления по данным исследования скважин механизированного фонда // Техника и технология добычи нефти - 2006 – с.12 – 15
2. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А. Определение давления у приема электроцентробежных насосов по данным исследования скважин // Вестник ПНИПУ. – 2012. – №4 – с.1 – 8
3. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., Турбаков М.С. Оценка забойных давлений в добывающих скважинах Шершневого месторождения // Техника и технология добычи нефти. 2011 – №10 – с.30 – 31
4. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: Издательство «Фэн». 2000 – 82 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

А.С. Ильин, А.Ю. Шарипов

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России вступили в завершающую стадию разработки, средняя обводненность добываемой продукции на таких месторождениях превышает 85 % при относительно низких коэффициентах извлечения нефти (КИН). Доля трудноизвлекаемых запасов, для разработки которых необходимо создание инновационных энергоэффективных технологий, неуклонно увеличивается.

Известно множество третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), положительно зарекомендовавших себя на практике, однако, зачастую, они либо достаточно затратны, либо имеют ограниченную применимость и не позволяют осуществить их внедрение в масштабное промышленное использование. Важно помнить, что выбор того или иного МУН - это всегда задача оптимизации, где экономическая составляющая имеет наибольший вес. В связи с этим особенно актуальны инновационные МУН, способные удовлетворять потребности нефтяной индустрии при минимальных затратах [2]. На стадии промышленного испытания и промышленного внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает проблема эффективного их применения.

Объективно вопрос формулируется так: какой наиболее существенно повышающий извлекаемые запасы и уровень добычи нефти при благоприятных экономических показателях метод увеличения нефтеотдачи пластов необходимо выбрать для конкретного нефтяного месторождения (залежи) с определенными геолого-физическими свойствами и условиям разработки? Ответить на этот вопрос всегда не просто, так как для любого месторождения (залежи) могут оказаться применимыми несколько методов. Чтобы выбрать наилучший метод надо знать следующее: нефтенасыщенность (водогазонасыщенность) пластов или степень их истощения, заводнения; свойства нефти и пластовой воды - вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей коллектор и его свойства – песчаник, алевролит, известняк проницаемость, толщину, неоднородность, прерывистость расчлененность, глубину, удельную поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав; расположение и техническое состояние пробуренных скважин; наличие материально-технических средств, их качество, характеристику и стоимость; отпускную цену на нефть; потребность в увеличении добычи нефти.

Их совокупность создает многовариантную задачу, которая решается лишь при специальных конкретных изучениях и технико-экономическом анализе с ограничениями (требованиями), заданными заранее. Первые три качественных условия (физико-геологические свойства пластов, нефти и воды) очень сильно, но неоднозначно определяют целесообразный метод увеличения нефтеотдачи пластов [4]. В настоящее время существует немало классификаций МУН по различным параметрам, типу рабочих агентов и тд. Как отметил в своей статье Муслимов Р.Х.-недостатки в применении МУН на сегодняшний день:

- нет четкого разделения добычи за счет МУН и за счет интенсификации (ОПЗ);

- отсутствует методика оперативного учета прироста запасов за счет МУН;
- нет системного подхода к внедрению МУН [3].

Однако существует немало классификаций МУН. Одна из них – это классификация по типу рабочего агента: 1. Тепловые методы;

2. Газовые методы;
3. Химические методы;
4. Гидродинамические методы;
5. Группа комбинированных методов;

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее

6. Методы увеличения дебита скважин;

Отдельно следует сказать о так называемых физических методах увеличения дебита скважин. Объединять их с методами увеличения нефтеотдачи не совсем правильно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. Кроме того, физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта. К ним относятся:

- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- другие аналогичные методы [5].

В настоящее время востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами [1].

Литература

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М., Недра, – 1994.
2. Каракетов А.В. Обоснование эффективности вибросейсмического воздействия на залежь. – Нефтяное хозяйство, 2014, – №4, – с. 66 – 69.
3. Муслимов Р.Х. Ещё раз о нефтеотдаче. – Нефтяное хозяйство, 2013, – №3, с. 41 – 44.
4. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. – СПб., – 2003
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., Недра, – 1985

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: СЕЛЕКТИВНЫЙ КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является наиболее крупным месторождением ОАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири, как по запасам, так и по площади, состоит из трёх гидродинамически не связанных залежей с различными флюидо-динамическими контактами. Единственный эксплуатационный пласт O_1 (осинский горизонт), к которому приурочены все три залежи, характеризуется высокой зональностью и послойной неоднородностью, большой расчленённостью, сложной структурой порового пространства (коллектор трещинно-кавернозно-порового типа).

Применение гидроразрыва пласта (ГРП) позволяет эффективно осуществлять выработку запасов углеводородов. Среди многочисленных технологий ГРП не все обладают одинаковой результативностью, но каждая из них может дать максимальный положительный эффект только при условии конкретных геолого-технологических условий. Поэтому при использовании того или иного способа искусственного воздействия вопрос подбора технологии для конкретных условий является принципиальным. При этом обработки, даже эффективные, проводимые на отдельных месторождениях, могут не дать существенного положительного эффекта, как с позиции интенсификации притока, так и с точки зрения выработки запасов.

В недрах Талаканского НГКМ практически полностью утрачивает свою эффективность такой известный способ повышения нефтеотдачи пласта, как традиционный гидроразрыв. По всей вероятности, однозначный ответ на этот вопрос будет получен еще не скоро. Ведь на сегодняшний день Сургутнефтегаз – пока единственная компания в Восточной Сибири, применившая эту технологию.

Однако именно недостаточная изученность и отсутствие единых характеристик Восточно-Сибирских недр (разительно отличающихся даже в рамках одной территории) способствуют технологической инновационной активности. Так, неприемлемость традиционного ГРП в случае с Талаканским НГКМ положила начало новой технологии селективного кислотного ГРП. Идея его использования принадлежит специалистам НГДУ «Талаканнефть», которые предложили исключить из технологической цепочки проппант. Было доказано, что применение кислотного ГРП в значительной степени повышает интенсификацию притока и в конечном итоге