

- 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

нефтеотдачу пласта. Вместе с тем технология имеет ограниченную площадь применения и может быть эффективна только в случае карбонатных коллекторов, к каким относится пока лишь одно из разрабатываемых сегодня в Восточной Якутии месторождений Сургутнефтегаза – Талаканское [1].

Опытно-промышленная эксплуатация скважин, на которых запланировано проведение кислотного ГРП, еще продолжается. По этой причине специалисты пока не берутся прогнозировать окончательные итоги этой деятельности. Но в целом, имеющиеся результаты указывают на положительную динамику. В 2011 году на Талаканском НКМ проведено 3 селективных кислотных ГРП на скважинах №179-022, №188Гр, №113Гр. Технология ГРП была выбрана в связи со сложными горно-геологическими условиями, где применение стандартного ГРП (с пропантом) будет не эффективно. При проведении ГРП на Талаканском НКМ применялся гидроскоструйный перфоратор АП6М1 с 4 соплами расположенными радиально. Перфоратор спускается в не обсаженный горизонтальный участок ствола, где проводились операции по ГРП от забоя к башмаку эксплуатационной колонны. В качестве жидкости гидроразрыва применялась 24% HCL (соляная кислота).

Скважина №113Гр до проведения ГРП эксплуатировалась механизированным способом (ЭЦНД 30-1050). После проведения ГРП, попытки вывода скважины на фонтанный режим работы не дали положительного результата. В связи с этим на скважине провели работы по удлинению ствола скважины на депрессии (рис.1) [2].

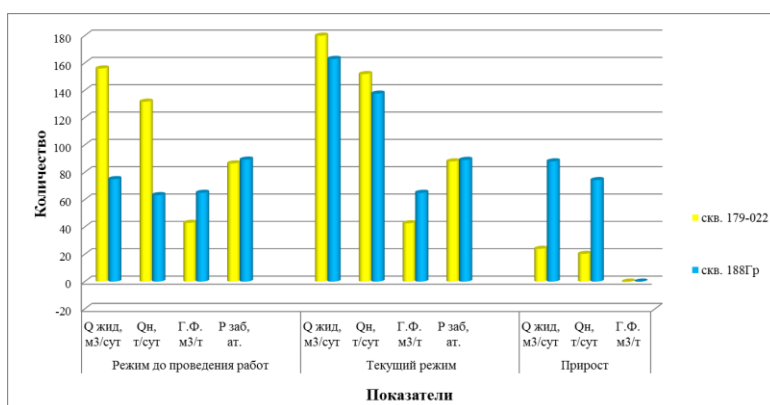


Рис. 1 Сравнение режимов работы скважин до и после проведения селективно-кислотного ГРП

По результатам проведённых гидродинамических исследований (ГДИ) скважин, можно сделать вывод о значительном росте коэффициента продуктивности (рис.2).

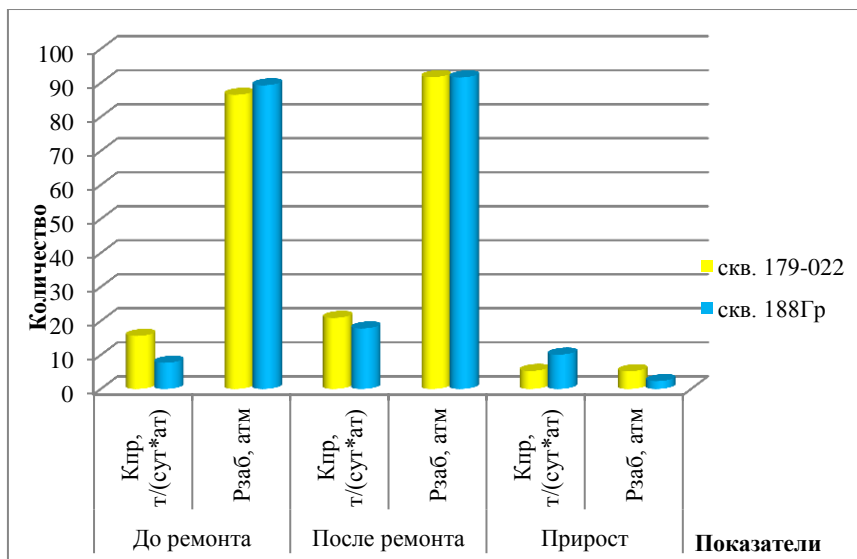


Рис. 2 Сравнение данных гидродинамических исследований

Интенсификация притока с применением селективного кислотного ГРП позволяет:

- Увеличить область дренирования горизонтального участка ствола скважины, тем самым вести равномерную выработку запасов по всему стволу скважины;
- Уменьшить скин-фактор на скважинах, в которых горизонтальный участок пробурен на репрессии;
- Кратно увеличить (в 3 и более раз) коэффициент продуктивности скважины;
- Снизить вероятность дренирования газонасыщенной части разреза;

- Контролировать интервал обработки призабойной зоны пласта [14].

#### Литература

1. Будников А.М., Щеглов А.В. Проведение селективно-кислотного ГРП на Талаканском месторождении: доклад на конференции, Сургут, 2012 – 12 с.
2. Технологический регламент цеха добычи нефти и газа НГДУ «Талаканнефть», 2009 – 79 с.

### ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

**М.В. Кель, А.В. Мельников**

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

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

Последние три десятилетия характеризуются направленным ухудшением качественного состояния сырьевой базы нефтедобывающей промышленности России вследствие значительной выработки высокопродуктивных месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки с высокой степенью обводненности нефтяного пласта, а также вовлечения в эксплуатацию открытых месторождений с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТИЗ).

По состоянию на 2001 г более 69 % отечественных запасов нефти приурочено к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами, причем их доля в балансе разведанных запасов постоянно растет. Первостепенное значение поэтому приобретает довыработка запасов месторождений с высокой обводненностью, вступивших в позднюю стадию разработки, в которых сосредоточены миллиарды тонн остаточных запасов нефти.

Проблема полноты извлечения нефти из недр ставится в качестве одной из первоочередных задач повышения рентабельности разработки и рационального использования природных ресурсов нефтяных месторождений, особенно с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Снижение доли безвозвратных потерь в залежах особенно актуально на истощенных, находящихся длительное время в эксплуатации месторождениях.

Решение важнейшей проблемы повышения эффективности разработки вновь вводимых и доработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления процессами воздействия на природные залежи углеводородов [1]. Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Тепловые методы.
2. Газовые методы.
3. Химические методы.
4. Гидродинамические методы.
5. Физические.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

Так по России потенциальный прирост добычи нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи составляет: с применением тепловых методов составляет 15 – 30%, газовых методов 5 – 15%, химических методов 25 – 35%, физических методов 9 – 12%, гидродинамических методов 7 – 15% [2].

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%. В то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн. Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, в 2009 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год [3].

Вывод:

Мировой опыт свидетельствует, что 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.