

## ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ГАЗОКОНДЕНСАТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.Е. Калашников, А.Л. Асеев

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ, доктор ф.-м.н. С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Месторождения находящиеся в эксплуатации более 20 лет чаще всего находятся на стадии снижения добычи углеводородного сырья. За данный период, дебиты добывающих скважин, значительно сокращаются. Если рассмотреть динамику изменения фактического среднего дебита по скважинам на Мыльджинском газоконденсатное нефтяном месторождении (ГКНМ), можно увидеть, что только за последние семь лет дебит по газу сократился примерно на 700 млн.м<sup>3</sup>, что говорит о характерном его снижении. Несмотря на все нюансы продуктивные пласты по своим пропускным свойствам есть и остаются довольно перспективными для дальнейшей эксплуатации, в связи с этим рекомендуется проводить методику, которая повышает добычу продукта. Продуктивность пластов снижается в связи с ухудшением проницаемости их призабойной зоны. По этой причине следует проводить методику по интенсификации притока скважин, которая способствует восстановлению и улучшению фильтрационных свойств коллектора в призабойной зоне скважин [1].

В работе был проведен существенный анализ методов по интенсификации притока жидкости путем применения разнообразных и особых методов: механического, теплового, химического и комбинированного воздействия на призабойную зону пласта.

На Мыльджинском ГКНМ применены различные методики для повышения газоотдачи, такие как глинокислотные обработки и дополнительная перфорация и ГРП.

Метод кислотного воздействия основывается на реакциях водного раствора кислот с минералами, способствующие образованию породы, и привнесению твердых минералов веществами, которые блокируют призабойную зону (ПЗ). Сутью кислотной обработки является закачка кислоты в пласт при давлении ниже давления разрыва пласта.

Кислотные обработки основываются на способности разных по свойствам кислот и их различных смесей растворять минералы продуктивных пластов, а также разные взвеси, шлам, утяжелитель, отлагающиеся и загрязняющие призабойную зону пласта, которая также снижает ее проницаемость. Кислотные обработки матрицы имеют свойство уменьшать скин-эффект и повышать производительность скважины [2]

По результатам анализа проведенного по четырём скважинам можно сделать следующий вывод: проведение ГКО дало положительный результат в трех случаях. Однако лишь в одном случае был получен наиболее значимый прирост добычи.

Общий прирост газа, за счет проведенного мероприятия составил 56 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На одной скважине положительный эффект не был получен. Для выявления причин неудачи необходимо проведение комплекса гидродинамических исследований [3]. Можно предположить следующее: происходит попадание незначительного объема кислоты в пласт, не вся призабойная зона очищается. Для увеличения эффективности необходимо увеличить объем кислоты до 1,5 – 2 м<sup>3</sup> на 1 метр.

Не на каждой скважине оправдано применение классических способов интенсификации притока.

Метод дополнительной перфорации проводится в скважинах, где:

- неэффективно проведена первая перфорация;
- необходимо приобщение дополнительных пластов;
- заглинизированы отверстия первой перфорации.

Перфорация, есть ничто иное как, пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и стенках скважины в заранее заданном интервале глубин. Через выемки перфоратора идет приток из пласта в скважину с нефтью, газом и водой. Различимы следующие виды перфорации: пулевая, торпедная, кумулятивная, гидropескоструйная.

При пулевой перфорации приборы-перфораторы заряжают пулями, которые выталкиваются силой сгорающего пороха. Пуля, пробивая обсадную колонну и цементное кольцо, попадает в пласт на глубину 3 - 5 см, иногда, но реже 10 - 11 см.

Торпедная же перфорация практически не отлична от пулевой, при такой перфорации вместо, пуль перфораторы заряжаются торпедами, которые в свою очередь, попадают в пласт, а затем взрываются, тем самым образуют дополнительные трещины. Обычно торпедные перфораторы применяют в плотных породах. Плотность отверстий составляет 4 - 8 отверстий на 1 м.

При действии кумулятивной перфорации заряд взрывчатого вещества (ВВ) спрессовывается и находится в специальных выемках в перфораторе. При воспламенении детонатором образуется направленная огненная струя, которая прожигает эксплуатационную колонну и цементное кольцо. Глубина проникновения в пласт до 600 мм.

При гидropескоструйной перфорации через подающие трубы под большим давлением нагнетается пескoсодержащая жидкость, в аппарат, который находится на забое и состоит из корпуса и сопел. Вырываясь из сопел с огромной скоростью, песок, действуя как абразив, разрушает колонну, цементное кольцо и часть продуктивного пласта [4].

По результатам проведенного можно сделать следующий вывод: проведение дополнительной перфорации дал положительный результат во всех случаях.

Общий прирост газа, за счет проведенного мероприятия составил 123 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Следовательно, дополнительная перфорация, является одним из самых отработанных и эффективных методов .

Метод гидравлического разрыв пласта (ГРП) направлен на увеличение продуктивности скважин, является одним из наиболее сложных видов работ в нефтегазовой отрасли. Гидравлический разрыв есть процесс, при котором давление жидкости действует непосредственно на породу пласта, а именно до его разрушения и возникновения трещины. Таким образом, будет создан новый, наиболее просторный канал притока [5].

По результатам оценки результатов пробного ГРП на примере Мыльджинского ГКМ можно сделать вывод о высокой эффективности проведения ГРП на газоконденсатных месторождениях ОАО «Томскгазпром»:

- Дебит УВС увеличился в 5 раз после ГРП при сопоставимых значениях буферного давления (около 60 атм);
- Скважина 127 до ГРП эксплуатировалась в периодическом режиме с регулярными прогревами один–два раза в сутки вследствие скопления жидкости на забое. После ГРП, благодаря увеличению коэффициента продуктивности, скорость потока газожидкостной смеси в НКТ стала достаточной для выноса жидкости с забоя, что сделало работу скважины стабильной;

- Проведение операции ГРП на скважине позволит увеличить коэффициент извлечения газа (КИГ) по объекту Ю на 0.75 %, коэффициент извлечения конденсата (КИК) – на 0.43 % на конец 2030 г.[6].

В работе был проведён расчёт давления разрыва, допустимое давление на устье, объём жидкости разрыва, а так же и другие расчёты связанные с показателями ГРП.

Проведённый анализ позволяет сделать следующие выводы:

Гидроразрыв, является наиболее эффективным методом для увеличения объемов добычи углеводородов.

Глинокислотная обработка имеет низкую эффективность за счет незначительного объема попадания кислоты в пласт и очищением не всей призабойной зоны.

### Литература

1. Гавура А.В., Крец Э.С. и др. Проект опытно-промышленной эксплуатации Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения /ТомскНИПИнефть – Томск 1996
2. Васильев В.И. Дополнительная записка к проекту опытно-промышленной эксплуатации Мыльджинского газоконденсатного месторождения ОАО <<Томскгаз>>./ОАО <<ТомскНИПИнефть ВНК>> - Томск – 2000.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Мыльджинского месторождения / ОАО «Тандем» - Тюмень 2011
4. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
5. Логинов Б. Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. Гостоптехиздат, 1951.
6. Геологический отчет о Результатах ГРП ОАО <<Томскгазпром>> за 2009 год. /ОАО <<Томскгазпром>> - Томск 2009.

## к-ε МОДЕЛЬ ТУРБУЛЕНТНОСТИ И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЕ

А.А. Кириллин, Э.Н. Федотов

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В наши дни пакеты численного моделирования открывают огромные возможности для инженеров и исследователей из самых разных областей. Путем простого нажатия ряда кнопок и ввода необходимых входных данных исследователь может получать решения для комплексных междисциплинарных задач. Между тем все эти пакеты основаны на фундаментальных законах механики, и каждый входной параметр является критически важным для получения достоверного и соответствующего действительности решения.

В данной статье рассматриваются основные модели, принятые для описания турбулентности и широко применяемые в пакетах численного моделирования.

Ставится задача рассмотреть теоретический базис, необходимый для дальнейшего численного решения проблем из области турбулентности.

### Стандартная модель турбулентности к-ε.

Чтобы замкнуть турбулентность, необходимо определить связь между напряжениями по Рейнольдсу и параметрами осредненного течения. Эту связь определяют с помощью различных моделей турбулентности [1]. В этих моделях принимаются определенные допущения, на основе которых вводится недостающее число уравнений, что позволяет найти все неизвестные. Одним из допущений является введение турбулентной вязкости, которое впервые осуществил Буссинеск.

Далее перейдем непосредственно к получению стандартной к-ε модели из двух уравнений, которая сегодня рассматривается как стандартная модель для описания турбулентности и решения инженерных задач. В данной модели вводятся два важных понятия – генерация  $P$  и диссипация  $\epsilon$  [2].

$$\partial_i k + \overline{u_j} \partial_j k = P - \epsilon + \partial_j \left( \nu + \frac{\nu \partial_j}{\sigma_k} \right) \partial_k k, \quad (1)$$

Уравнение (1) является уравнением для кинетической энергии  $k$ .  $\sigma_k$  – параметр, обеспечивающий нужную размерность для слагаемого с  $\nu \partial_j$ . Обычно принимается  $\sigma_k = 1$ . Уравнение для диссипации  $\epsilon$  аналитически не выводится и просто записывается по аналогии с (1):