

# МОНИТОРИНГ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПР ПО АПРОБАЦИИ ВОДОРАСТВОРИМОЙ ОСАДКООБРАЗУЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ СОТ-2 НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

**Гаджиев М.Д.**

*Гаджиев Магомедрашид Джалалидинович – магистрант,  
направление: нефтегазовое дело,  
кафедра разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений,  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

**Аннотация:** планируя работы на перспективу при разработке нефтегазовых месторождений очень важно использовать технологии, которые не только хорошо зарекомендовали себя в прошлом, но также найти и апробировать новые, который обеспечат более высокую эффективность выработки запасов, при этом уменьшат затраты на нефтедобычу. С этой целью на месторождениях Западной Сибири постоянно внедряются новые физико-химические технологии повышения нефтеотдачи пластов. В статье анализируется эффективность ОПР по применению водорастворимой осадкообразующей технологии СОТ-2 на Ватьеганском месторождении.

**Ключевые слова:** нагнетательные скважины, приемистость скважины водорастворимая осадкообразующая технология СОТ-2, профиль приемистости.

Опытные работы по апробации технологии СОТ-12 на Ватьеганском месторождении проведены на юрском объекте ЮВ11 в июле - сентябре 2013 года на девяти нагнетательных скважинах: в июле на скважинах №№ 8964, 9012, 8978, 9002, в августе - №№ 8963, 8842, 9089, 9116, в сентябре - № 9086; в марте 2014 года обработана скважина № 8993 и повторные обработки на скважинах: в марте - № 8964, в июле - № 8963, в сентябре - № 9012 которые входят в состав пяти участков. Объем закачки составил от 151 м3 до 600 м3.

Геолого-физические характеристики участка представлены в таблице 1.

*Таблица 1. Геолого-физические характеристики участков ОПР*

| Номер участка ОПР                              | №<br>1     | №<br>2    | №<br>3    | №4         | №<br>5    |
|------------------------------------------------|------------|-----------|-----------|------------|-----------|
| Текущая компенсация отбора закачкой, %         | 10<br>1.6  | 38<br>.7  | 64<br>.7  | 91.2       | 17<br>0.7 |
| Накопленная компенсация отбора закачкой, б/м   | 0.<br>9    | 0.<br>4   | 0.<br>5   | 0.7        | 0.<br>5   |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пл., м     | 7.<br>1    | 3.<br>1   | 6.<br>7   | 8.5        | 5.<br>8   |
| Проницаемость нефтенасыщенной части пл., мкм2  | 0.<br>03   | 0.<br>02  | 0.<br>03  | 0.04       | 0.<br>03  |
| Пористость нефтенасыщенной части пл., %        | 19<br>.03  | 18<br>.13 | 18<br>.62 | 19.1<br>2  | 18<br>.32 |
| Песчанистость, д.е.                            | 0.<br>474  | 0         | 0.<br>765 | 0.72<br>7  | 0.<br>366 |
| Расчленённость нефтенасыщенной части пл.       | 7          | 1         | 3         | 6          | 3         |
| Начальные балансовые запасы, тыс. т            | 25<br>09.4 | 30<br>0.1 | 78<br>8.6 | 260<br>5.6 | 62<br>4   |
| Текущая нефтеотдача, %                         | 19         | 29<br>.9  | 25<br>.8  | 26.8       | 15<br>.1  |
| Ср. обводненность доб. продукции по участку, % | 73<br>.3   | 75<br>.2  | 81<br>.5  | 49.9       | 73<br>.3  |
| Текущий дебит по жидкости, т/сут               | 51         | 13<br>3.7 | 74<br>.9  | 32.8       | 20<br>.3  |
| Текущий водонефтяной фактор, б/м               | 6          | 3.<br>5   | 6.<br>4   | 3          | 4.<br>5   |
| Накопленный водонефтяной фактор, д.е.          | 0.<br>7    | 1.<br>1   | 1.<br>7   | 0.4        | 1         |
| Накопленный отбор нефти, тыс. т                | 47<br>8    | 89<br>.7  | 20<br>3.5 | 698.<br>7  | 94<br>.4  |
| Накопленная закачанная вода, тыс. т.           | 86<br>3.9  | 76<br>.3  | 20<br>3.3 | 866.<br>4  | 10<br>8.2 |

Технология «COT-12» обладает уникальной особенностью: глубоко очищает ПЗПС от загрязнения; химическая реакция солеобразование происходит в глубине пласта [1]. В пластовых условиях происходит химическая реакция с выделением осадка до 60% от объема закаченной химической композиции. Осадок имеет кристаллическую структуру и во времени не разрушается. Температура на реакцию и на конечный осадок не оказывает влияния [2].

Проведя анализ изменения приемистости после обработки (таблица 2) можно отметить, что технология COT-12 изначально приводит к росту приемистости на скважинах, что говорит о влиянии кислотных реагентов, входящих в состав композиции, и по прошествии нескольких дней снижается, что указывает на факт выпадения осадка в пласте и появления фактора остаточного сопротивления.

Таблица 2. Изменение приемистости до и после проведения ОПР на скважинах, обработанных в 2014 году

| №<br>сква. | Дата проведения обработки и замеров приемистости/давления (Qж (м3/сут) /Руст(МПа)) |           |           |           |                       |           |           |           |           |           |           |
|------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|            | 9.0<br>3                                                                           | 1<br>1.03 | 1<br>3.03 | 15.<br>03 | 1<br>7.03             | 2<br>1.03 | 2<br>3.03 | 25.<br>03 | 27.<br>03 | 2<br>9.03 | 30<br>.03 |
| 8<br>964   | 285                                                                                | 2<br>96   | 2<br>98   | 292       | 17-21.03<br>обработка |           | 3<br>21   | 323       | 288       | 2<br>91   | 28<br>0   |
|            | 16.<br>4                                                                           | 1<br>6.6  | 1<br>6.4  | 16.<br>3  |                       |           | 1<br>6.1  | 16.<br>1  | 16.<br>1  | 1<br>6.1  | 16<br>.2  |
| №<br>сква. | Дата проведения обработки и замеров приемистости/давления (Qж (м3/сут) /Руст(МПа)) |           |           |           |                       |           |           |           |           |           |           |
|            | 1.0<br>3                                                                           | 3.<br>03  | 5.<br>03  | 7.0<br>3  | 9.<br>03              | 1<br>5.03 | 1<br>7.03 | 19.<br>03 | 21.<br>03 | 2<br>3.03 | 25<br>.03 |
| 8<br>993   | 184                                                                                | 1<br>79   | 2<br>07   | 201       | 09-15.03<br>обработка |           | 1<br>50   | 159       | 157       | 2<br>07   | 20<br>1   |
|            | 17.<br>6                                                                           | 1<br>6.1  | 1<br>9.2  | 19.<br>5  |                       |           | 1<br>9.4  | 19.<br>7  | 19.<br>4  | 1<br>9.5  | 19<br>.6  |
| №<br>сква. | Дата проведения обработки и замеров приемистости/давления (Qж (м3/сут) /Руст(МПа)) |           |           |           |                       |           |           |           |           |           |           |
|            | 7.0<br>7                                                                           | 9.<br>07  | 1<br>1.07 | 13.<br>07 | 1<br>4.07             | 1<br>7.07 | 1<br>9.07 | 21.<br>07 | 23.<br>07 | 2<br>5.07 | 27<br>.07 |
| 8<br>963   | 105                                                                                | 1<br>14   | 1<br>71   | 201       | 14-17.07<br>обработка |           | 1<br>52   | 139       | 200       | 2<br>10   | 30<br>0   |
|            | 15.<br>2                                                                           | 1<br>5.2  | 1<br>5.2  | 15.<br>0  |                       |           | 1<br>43   | 149       | 131       | 1<br>49   | 14<br>6   |
| №<br>сква. | Дата проведения обработки и замеров приемистости/давления (Qж (м3/сут) /Руст(МПа)) |           |           |           |                       |           |           |           |           |           |           |
|            | 29.<br>08                                                                          | 3<br>1.08 | 1.<br>09  | 3.0<br>9  | 4.<br>09              | 1<br>1.09 | 1<br>3.09 | 15.<br>09 | 17.<br>09 | 1<br>9.09 | 21<br>.09 |
| 9<br>012   | 115                                                                                | 1<br>96   | 2<br>00   | 208       | 04-11.09<br>обработка |           | 1<br>46   | 233       | 230       | 2<br>23   | 17<br>1   |
|            | 14.<br>6                                                                           | 1<br>5.5  | 1<br>5.1  | 15.<br>1  |                       |           | 1<br>7.6  | 16.<br>6  | 15.<br>2  | 1<br>5    | 8.<br>4   |

По обработкам 2014 г дополнительная добыча нефти составила 4173т: №8964/581 – 546т, №8993/583 – 1148 т, №8963/583 – 2103 т, №9012/582 – 374 т (таблица 3), удельная эффективность - 1043 тонн/скв-опер., на всех участках наблюдается снижение темпа роста обводненности добываемой продукции. Средняя продолжительность эффекта составила 7 месяцев.

Таблица 3. Скважины Ватъеганского месторождения, обработанные по технологии COT-12

|  | Скв-на | Кус т | Пл аст | V за кач ки, м3 | Дата обработки | Реагирующие скважины                     |
|--|--------|-------|--------|-----------------|----------------|------------------------------------------|
|  | 8978   | 579   | ЮВ 1   | 200             | 06-09.07.13    | 9001, 8848, 9004                         |
|  | 9002   | 579   | ЮВ 1   | 151             | 10-12.07.13    |                                          |
|  | 9012   | 582   | ЮВ 1   | 200             | 20-25.07.13    | 9011, 9031, 9013                         |
|  | 8963   | 581   | ЮВ 1   | 200             | 05-08.08.13    | 8945, 8946, 8985                         |
|  | 8964   | 581   | ЮВ 1   | 200             | 30.07-01.08.13 | 8947, 8953, 8986, 8987                   |
|  | 9116   | 555   | ЮВ 1   | 200             | 23-25.08.13    | 9117, 9125                               |
|  | 9089   | 97    | ЮВ 1   | 200             | 27-31.08.13    | 9075, 9078, 9100, 9088, 9102, 9076, 9208 |
|  | 9086   | 96    | ЮВ 1   | 200             | 10-13.09.13    |                                          |

|   |      |     |         |     |               |                              |
|---|------|-----|---------|-----|---------------|------------------------------|
|   | 8842 | 568 | ЮВ<br>1 | 200 | 13-17.08.13   | 8843Г, 8867Г                 |
| 0 | 8964 | 581 | ЮВ<br>1 | 400 | 17-21.03.14   | 8946, 8947, 8963, 8986 01.14 |
| 1 | 8993 | 583 | ЮВ<br>1 | 400 | 09-15.03.14   | 8968, 8992                   |
| 2 | 8963 | 581 | ЮВ<br>1 | 280 | 14-17.07.2014 | 8945, 8985, 8986             |
| 3 | 9012 | 582 | ЮВ<br>1 | 600 | 04-11.09.2014 | 9011, 9013, 9032             |

Таблица 4. Результаты промыслово-геофизических исследований нагнетательных скважин, обработанных по технологии СОР-12 на Ватъеганском месторождении

| №<br>нагн.<br>скв. | к<br>уст | ПГИ до         |                                 | ПГИ после      |                                           | Примечание                                                     |
|--------------------|----------|----------------|---------------------------------|----------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
|                    |          | Н<br>раб,<br>м | Заключени<br>е                  | Н<br>раб,<br>м | Заключени<br>е                            |                                                                |
| 89<br>78           | 5<br>79  | 2              | Т.З. 3029м,<br>Q=130м3/сут      | 2              | Т.З. 3029м,<br>Q=360м3/сут                | Без изменений                                                  |
| 90<br>02           | 5<br>79  |                | Т.З.<br>3036.6м                 | -              | -                                         | -                                                              |
| 90<br>12           | 5<br>82  | 3.<br>8        | Т.З. 3191м,<br>Q=345м3/сут      | 3.<br>6        | Т.З. 3190м,<br>Q=219м3/сут                | Перераспределение профиля<br>приемистости с уменьшением охвата |
|                    |          | 3.<br>6        | Т.З. 3190м,<br>Q=219м3/сут      | -              | -                                         | -                                                              |
| 89<br>64           | 5<br>81  | 5.<br>2        | Т.З. 3145м,<br>Q=189м3/сут      | 5.<br>8        | Т.З. 3143м,<br>Q=177м3/сут                | Охват пласта незначительно<br>увеличился                       |
|                    |          | 5.<br>8        | Т.З. 3143м,<br>Q=177м3/сут      | 4.<br>2        | Т.З.<br>3139,4м,<br>Q=147м3/сут           | Перераспределение профиля<br>приемистости с уменьшением охвата |
| 91<br>16           | 5<br>55  | 1.<br>4        | Т.З. 2911м,<br>Q=180м3/сут      | 2.<br>4        | Т.З.<br>2898,6м,<br>Q=30м3/сут            | Охват пласта незначительно<br>увеличился                       |
| 90<br>89           | 9<br>7   | 3.<br>8        | Т.З. 2947м,<br>Q=154м3/сут      | -              | -                                         | -                                                              |
| 90<br>86           | 9<br>6   | 2              | Т.З.<br>2958.4м,<br>Q=60м3/сут  | 1.<br>2        | Т.З. 2952м,<br>Q=80м3/сут                 | Охват пласта снизился                                          |
| 89<br>63           | 5<br>81  | 3.<br>4        | Т.З. 3003м,<br>Q=370м3/сут      | 3.<br>4        | Т.З. 2987м,<br>Q=700м3/сут                | Перераспределение профиля<br>приемистости с неизменным охватом |
|                    |          | 3.<br>4        | Т.З. 2987м,<br>Q=700м3/сут      | 4.<br>2        | Т.З.<br>3001,7м,<br>Q=53м3/сут<br>шт. 2мм | Охват пл. незначительно увеличился                             |
| 88<br>42           | 5<br>68  | 9.<br>8        | Т.З. 3037м                      | -              | -                                         | -                                                              |
| 89<br>93           | 5<br>83  | 6,<br>4        | Т.З.<br>2963.2м,<br>Q=150м3/сут | -              | -                                         | -                                                              |

Промыслово-геофизические исследования после опытно-промысловых работ проведены на пяти нагнетательных скважинах (таблица 4). Проведя анализ результатов можно сказать, что технология СОР-12 не оказывает существенного влияния на изменение профиля приемистости.

#### Список литературы

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.
2. Алтунина Л.К. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефтеотдача. Специальное приложение к журналу «Нефть и капитал», 2002. № 5. С. 173.