

Среднеюрский орогенез, вслед за которым последовало компенсационное интенсивное прогибание территории, обусловленное рифтогенезом и растяжением земной коры, привел к закрытию Северо-Врангелевского элсмирского прогиба и, соответственно, к перехвату львиной доли терригенного материала молодой седиментационной ловушкой – Северо-Чукотским прогибом.

#### Библиографический список

1. **Богданов Н. А.** Тектоника Арктического океана / Н. А. Богданов // Геотектоника. – 2004. – № 3. – С. 22–30.
2. **Иванов В. В.** Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии / В. В. Иванов. – М. : Наука, 1985. – 198 с.
3. **Коган А. Л.** Морские сейсморазведочные работы в Чукотском море / А. Л. Коган // Морские геофизические исследования в Арктике. – Л. : ВНИИОкеанология, 1981.
4. **Мальцев Н. А.** Тектоника осадочных бассейнов российского шельфа Чукотского моря / Н. А. Мальцев, В. В. Обметко, А. А. Бородулин, Е. М. Барина, Б. И. Ихсанов // Материалы XLIII Тектонического совещания. – 2010. – Т. 2. – С. 23–29.
5. **Натальин Б. А.** Позднемеловые-третичные деформации Чукотского полуострова и происхождение бассейна Хоуп и надвигового пояса Геральда (Чукотское море) / Б. А. Натальин // Геотектоника. – 1999. – № 6. – С. 76–93.
6. **Sherwood K. W.** Undiscovered Oil and Gas Resources, Alaska Federal Offshore, / K. W. Sherwood. – Anchorage, AK : U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, 1998.
7. **Thurston D. K.** Geologic Report for the Chukchi Sea Planning Area, Alaska. Regional Geology, Petroleum Geology, and Environmental Geology / D. K. Thurston. L. A. Theiss. – Anchorage, AK : U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Alaska OCS Region, 1987.

### УВЕЛИЧЕНИЕ ФЛЮИДОУДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Г.И. Журавлев, доцент кафедры**

**геологии и геохимии горючих ископаемых**

*Астраханский государственный университет,*

*тел.: 8(8512)44-00-95; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

**Н.Ф. Лямина, сотрудник**

*ИТЦ «Газпром добыча Астрахань»,*

*тел.: 8(8512)44-00-95; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

**Е.Н. Лиманский, аспирант**

*Калмыцкий государственный университет,*

*тел.: 8(8512)44-00-95; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

Продуктивный горизонт Астраханского газоконденсатного месторождения представлен карбонатными трещиновато-кавернозными породами, содержащими в пластовом флюиде конденсат, метан и кислые компоненты – сероводород и углекислый газ. В процессе бурения продуктивного горизонта применяются буровые глинистые растворы на водной основе с различной плотностью, которая регулируется утяжелителем – баритом.

Productive horizon of the Astrakhan gas condensate field is represented by carbonate fractured cavernous rocks containing condensate, methane and acid components such as hydrogen sulfide and carbon dioxide in its reservoir fluid. In the process of drilling a productive horizon drilling mud water-based solutions with different densities, which is regulated by weighting – barite – were used.

*Ключевые слова:* продуктивный горизонт, бурение, пластовый флюид, продуктивный горизонт.

*Key words:* productive horizon, drilling, formation fluid, productive horizon.

В процессе бурения и при капитальном ремонте эксплуатационных скважин в карбонатных отложениях количество добываемого продукта зависит от:

- способа вскрытия продуктивного горизонта;
- геологического строения, характеристики продуктивного пласта и состава пластового флюида;
- капитального ремонта с задавкой и изоляцией продуктивных пластов и кольматацией продуктивного горизонта;
- восстановления коллекторских свойств продуктивных пластов после вскрытия бурением и после проведения капитального ремонта;
- эффективных и экономически обоснованных способов интенсификации притока пластового флюида на всех стадиях разработки месторождения.

При капитальном ремонте для глушения скважины используются вода, рапа, глинистый буровой раствор и соляро-бентонитовая смесь в виде пачек по 10–20 м<sup>3</sup> для ликвидации поглощений.

Как показала практика эксплуатации скважин, в результате такой технологии вскрытия бурением продуктивного горизонта и проведения капитального ремонта скважин происходит кольматация продуктивных пластов, и не только в пристволенной зоне скважины, но и в пласте на глубину проникновения фильтра бурового раствора и технологических жидкостей, используемых при капитальном ремонте скважин. Такая технология бурения и капитального ремонта скважин ведет к снижению эффективной проницаемости продуктивных пластов. И как следствие этого, к уменьшению флюидоотдачи. После вскрытия бурением и капитального ремонта восстановить коллекторские свойства продуктивных пластов полностью не удается. Так, на скважине № 701 дебит до капитального ремонта был 100 тыс. м<sup>3</sup> при давлении 18 МПа, а после ремонта составил 90 тыс. м<sup>3</sup>. На скважине № 608 дебит до ремонта составлял 450 тыс. м<sup>3</sup>, а после ремонта – 330 тыс. м<sup>3</sup> при 24 МПа. И только кислотные обработки продуктивного горизонта дают положительные результаты, практически после каждой из них увеличивался дебит скважин.

Увеличение компонентоотдачи пласта с помощью гидроразрыва на АГКМ получили в случае низких емкостных характеристик продуктивного пласта (скв. № 53, 67, 75, 94). Скорость закачки рабочих жидкостей на большинстве скважин АГКМ составляет 3,0 м/мин., при это средняя кратность эффекта – 1,96. Следовательно, для осуществления гидроразрыва необходимы: высокая производительная насосная техника и специальные составы, в качестве которых применяются гидрофобные эмульсионные растворы, в том числе гидрофобные кислотные эмульсии.

Практика показала, что эффективность гидроразрыва на АГКМ напрямую зависит от правильного выбора объекта и технологических параметров. Увеличение дебита на скважине наблюдалось, когда до гидроразрыва было

проведено 4–5 соляно-кислотных обработок, последние из которых не дали результатов. Результаты ГРП представлены в таблице.

Таблица

## Основные результаты проведения ГРП на АГКМ

| № скв.  | Дата обработки | Номер обработки | Объем рабочей жидкости, м <sup>3</sup> | Макс. скорость закачки, м/мин. | Достигн. градиент давления | Кратность эффекта |
|---------|----------------|-----------------|--|--------------------------------|----------------------------|-------------------|
| 52      | 02.06.88       | 3               | 333,0                                  | 5,00                           | 2,68                       | 2,76              |
| 53      | 06.06.91       | 7               | 370,0                                  | 3,90                           | 2,60                       | 1,64              |
| 67      | 26.04.88       | 5               | 416,0                                  | 4,00                           | 2,25                       | 3,00              |
| 75      | 27.01.89       | 3               | 390,0                                  | 3,80                           | 2,15                       | 1,43              |
| 83      | 04.05.89       | 5               | 295,0                                  | 3,20                           | 2,01                       | 1,18              |
| 89      | 30.08.89       | 2               | 344,0                                  | 3,00                           | 2,57                       | 2,35              |
| 94      | 05.10.88       | 5               | 378,0                                  | 3,30                           | 2,33                       | 2,30              |
| 97      | 08.02.89       | 2               | 339,0                                  | 3,00                           | 2,15                       | 1,98              |
| 103     | 30.09.89       | 4               | 408,0                                  | 3,10                           | 2,40                       | 1,00              |
| Среднее |                |                 | 363,0                                  | 3,50                           | 2,34                       | 1,96              |

Для сохранения коллекторских свойств продуктивного горизонта, представленного карбонатными трещиновато-кавернозными породами, и получения максимально возможной компонентоотдачи необходимо при вскрытии бурением и капитальном ремонте использовать буровые растворы и технологические жидкости, нейтральные к пласту и к пластовому флюиду. Так как при контакте бурового раствора и технологических жидкостей с пластовым флюидом и породой пласта происходят физические изменения контактируемых жидкостей, перемешиваясь, они образуют эмульсии (вода + нефть + конденсат). Эмульсии уменьшают подвижность пластового флюида из-за больших гидравлических сопротивлений при движении ее по пласту, и, как следствие этого, уменьшается дебит скважины и снижается флюидоотдача пласта.

При вскрытии продуктивного горизонта и капитальном ремонте эксплуатационных скважин на АГКМ буровой раствор и специальные жидкости химически взаимодействуют с пластовым флюидом, так как они имеют различную среду. Растворы и жидкости щелочные, а пластовый флюид имеет кислую среду. В результате между ними происходит реакция нейтрализации с образованием и выпадением в осадок продуктов реакции, которые выпадают и скапливаются в трещинах и кавернах, что ведет к уменьшению его проницаемости, и, как следствие этого, происходит снижение флюидоотдачи продуктивного пласта.

Применение специальных буровых растворов с кислой средой для вскрытия карбонатных отложений, содержащих в пластовом флюиде кислые компоненты, невозможно по причине отсутствия таких растворов.

Использование растворов на нефтяной основе и эмульсий, нейтральных к пласту и пластовому флюиду, имеет ряд нерешенных проблем, таких как трудность и дороговизна в приготовлении и применении на практике из-за наличия в пластовом флюиде кислых компонентов (H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>), которые приводят к дестабилизации раствора и разрушению его структуры.

Для решения поставленной задачи – сохранения коллекторских свойств и получения максимально возможных дебитов из скважины на АГКМ – применяют буровые растворы с кислото-растворимой твердой фазой. Этот буровой

раствор и специальные жидкости, применяемые при капитальном ремонте, наиболее эффективны, так как они обеспечивают возможность восстановления коллекторских свойств продуктивных пластов карбонатных отложений за счет обработки пристволенной части ствола скважины и продуктивного пласта соляной кислотой (кислоторастворимую твердую фазу – мел, порода, сидерит и др.)

Соляная кислота растворяет продукты колюматации, а также и карбонатную породу продуктивного пласта, восстанавливая его исходные коллекторские свойства, и увеличивает зону контакта с ранее закрытыми трещинами и кавернами.

Плотность буровых растворов с кислото-растворимой твердой фазой необходимо регулировать в зависимости от пластового давления с помощью кислото-растворимых реагентов утяжелителей, таких как карбонат цинка, сидерита и др. При незначительном увеличении плотности бурового раствора регулирование возможно с помощью растворения солей в жидкой фазе растворов.

Для сохранения способности кислоторастворимости твердой фазы необходимо исключить применение при приготовлении и обработке нерастворяющихся в соляной кислоте реагентов – глины, барита и др.

#### Библиографический список

1. *Балакиров Ю. А.* Опыт совершенствования методов исследования скважин и пластов / Ю. А. Балакиров. – Азнефтенешпр, 1963.
2. *Коновалов Ю. В.* / Ю. В. Коновалов, Г.С. Кузнецов, Г.Е. Леонтьев [и др.]. – М. : Недра, 1986. – 221 с.
3. *Коршак А. А.* Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : Дизайн Полиграфсервис, 2007. – 528 с.
4. *Мищенко И. Т.* Скважинная добыча нефти / И. Т. Мищенко. – М. : «Нефть и газ» РГУ им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
5. *Муравьев И. М.* Освоение и исследование нагнетательных скважин / И. М. Муравьев, Ф. С. Абдулин. – М. : Гостоптехиздат, 1963.
6. *Муравьев И. М.* Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И. М. Муравьев, Р. С. Андриасов. – М. : Недра, 1965.
7. *Середа Н. Г.* Бурение нефтяных и газовых скважин / Н. Г. Середа, Е. М. Соловьев. – М. : Недра, 1988.
8. *Сучков Б. М.* Терминологический словарь-справочник по нефтепромысловому делу / Б. М. Сучков. – М. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и химическая динамика», Ин-т компьютерных исследований, 2007. – 704 с.
9. *Хайн Н. Дж.* Геология. Разведка, бурение, добыча нефти / Н. Дж. Хайн. – М. : Олимп-Бизнес, 2008. – 752 с.