

**Геологическое строение и методы интенсификации добычи нефти**

**Гайнуллин Станислав Сергеевич**

*Студент (магистр)*

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Высшая школа  
инновационного бизнеса (факультет), Москва, Россия

*E-mail: gainullin89@mail.ru*

Актуальность. Сегодня основная доля мировой добычи нефти приходится на месторождения, пик добычи на которых уже пройден. Поэтому для удовлетворения будущего спроса на энергоносители огромное значение приобретает использование эффективных стратегий максимального повышения нефтедачи. В этих условиях все большее внимание привлекает проблема более полного извлечения нефти из разрабатываемых и вновь вводимых месторождений. Стремление увеличить объемы извлекаемой нефти на разрабатываемых месторождениях имеет огромный смысл. Выигрыш колоссален: по самым грубым подсчетам при традиционных методах добычи по всему миру в недрах остается порядка двух третей нефти. Российское законодательство о недрах требует наиболее полного извлечения нефти, т.е. обеспечение наиболее высокого из возможных значения коэффициента извлечения нефти (далее КИН). Проведенные исследования показывают, что повышение КИН в глобальном масштабе всего на 1 % позволит увеличить традиционные запасы нефти до 88 млрд баррелей, что в три раза больше, чем сегодня добывается за год [5].

Поскольку основные высокопродуктивные месторождения России находятся или в ближайшие годы вступят в позднюю стадию разработки, нам нужно более глубокое понимание условий применения современных методов увеличения нефтеотдачи (далее МУН) и методов интенсификации добычи нефти (далее МИДН). На нынешнем этапе развития подбор имеющихся или создание новых технологий МУН и МИДН для конкретных геологических объектов является важнейшей и в то же время слабоизученной проблемой [3].

Целью научно-исследовательской работы является рассмотрение геологического строения и методов интенсификации добычи нефти на примере Варьеганского месторождения. Выбор оптимальной техники и технологии повышения нефтеотдачи, требует глубокого понимания геолого-физических и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных коллекторов.

Объектом исследования выбраны два пласта: БВ<sub>6</sub> (возраст: валанжин-ранний апт) и БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> (возраст: берриас-ранний валанжин).

Продуктивный пласт БВ<sub>6</sub> имеет сложное строение и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и уплотненных глин. Нефтегазоконденсатная залежь пластово-сводовая. Площадь нефтегазоносности более 160 млн.м<sup>2</sup>, являясь самой крупной. Средняя глубина залегания - 2016 м. Средняя эффективная толщина - 12,9 м. Основные геолого-геофизические характеристики: пористость - 24%, проницаемость - 156 мД, плотность нефти - 0,833 г/см<sup>3</sup>, газовый фактор - 168 м<sup>3</sup>/т. Обводненность - 96%. Запасы нефти в пласте БВ<sub>6</sub> занимают по величине второе место после пласта БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>. Однако, отбор от начально извлекаемых запасов (далее НИЗ) составляет более 91%, что тем самым существенно осложняет процесс нефтеизвлечения остаточных извлекаемых запасов (далее ОИЗ) нефти. Разработка объекта осложнена наличием обширной газовой шапки, занимающей около 27% от общей площади нефтегазоносности.

Залежь БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> является самой крупной по объему запасов (22,1 %). Объем залежи составляет более 1900 млн.м<sup>3</sup>. Пласт выдержан по толщине практически на всей площади

залежи (средняя эффективная толщина - 20,5 м) и представлен мощными монолитными телами с массивной текстурой, которые занимают в основном среднюю часть разреза. Средняя глубина залегания - 2124 м и ниже. Основные геолого-геофизические характеристики продуктивного пласта: пористость - 24%, проницаемость - 144 мД, плотность нефти - 0,828 г/см<sup>3</sup>, газовый фактор - 197 м<sup>3</sup>/т, средняя продуктивность - 2,2 - 9,8 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Обводненность - 96,7%. ОИЗ составляют 15%.

Как уже отмечалось, пласты данной группы представлены мощными монолитными телами и весьма высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Резкий рост обводненности продукции связан в первую очередь с продвижением фронта как подошвенной воды, так и воды от нагнетательных скважин. Учитывая опыт разработки объектов со схожими геологическими условиями, можно предположить, что основная часть остаточных запасов сосредоточена в межскважинном пространстве и основные мероприятия, направленные на извлечение запасов нефти - переводы скважин с других горизонтов и забурке боковых стволов.

В ходе выполнения работы рассмотрены фильтрационно-емкостные параметры коллекторов, изучен фонд скважин и проанализированы текущие показатели разработки. Выполнен анализ по выработке запасов на текущих объектах и проведен мониторинг по эффективности применяемых методов. Анализируя технологическую эффективность геолого-технических мероприятий (далее ГТМ) за рассматриваемый период можно отметить, что основными мероприятиями на месторождении являются ГРП - 195,6 тысяч тонн и возвраты - 144,2 тысяч тонн. Наибольшее число ГТМ проводятся на объектах БВ<sub>8</sub><sup>0-1</sup> и БВ<sub>10</sub>(369 и 131 операции соответственно).

Итогом данной работы является рассмотрение перспективы доизвлечения остаточных запасов, связанных с более эффективными МУН и МИДН, таких как зарезка боковых стволов (далее ЗБС) на объекте БВ<sub>6</sub> и перевод скважин на вышележащий горизонт БВ<sub>8</sub><sup>2</sup>.

### Источники и литература

- 1) «Дополнение к Проекту разработки Варьеганского нефтегазоконденсатного месторождения Тюменской области», ООО «РуссНефть-НТЦ», Москва, 2014 г.
- 2) Желтов Ю.П. Разработки нефтяных месторождений, Москва, «Недра» 1986 г., стр.333
- 3) Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688с
- 4) Сургачев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов //М., Недра, 1985г., стр.309
- 5) Shell Global Solutions International B. V., Райсвайк, Нидерланды, 2012г. с.32.