

*Рыкус Н.Г.,
доцент, кандидат наук
кафедра «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, г. Уфа*

*Акбутина Г.А.,
Студент магистратуры
2 курс, факультет «Горно-нефтяной»
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, г. Уфа*

СВОЙСТВА И СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НЕОКОМСКОГО И ЮРСКОГО КОМПЛЕКСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

***Аннотация:** В данной статье рассматриваются свойства, а также состав пластовых флюидов продуктивных пластов. Состав и свойства изучаются на основе отбора проб и детального изучения. Приводится описание и состав нефтей, а также пластовых вод. Такое более полное изучение нужно для того, чтобы понять можно ли считать месторождение подготовленным для полномасштабного промышленного освоения или нет.*

***Ключевые слова:** пласт, месторождение, нефть, вода, свойства, состав, флюид.*

***Abstract:** In this article properties and also composition of formation fluids of productive layers are considered, on the basis of sampling and detailed studying the description and structure oil and also reservoir waters is provided. Such fuller studying is necessary to understand whether it is possible to consider the field prepared for full-scale industrial development or not.*

***Keywords:** layer, field, oil, water, properties, structure, fluid.*

На месторождении X юрские отложения включают горелую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиту. Нефтеносными являются тюменская и баженовская свиты (пласт ЮС). В неокоме, в пределах района работ, выделяется ахская и черкашинская свиты. Нефтеносной является черкашинская свита (пласт АС) готерив-барремского возраста.

Неоком, в отличие от других комплексов, является не только наиболее значимым, но и весьма сложным по своему строению. Сложность строения комплекса является основной причиной различных точек зрения на условия его формирования. Соответственно, разрабатываются различные модели строения и карты прогноза нефтегазоносности неокомских отложений, технологические схемы разработки. По условиям формирования отложений можно выделить три принципиально различные точки зрения. Более ранняя модель предусматривала строго горизонтально-слоистое строение неокома, затем появились представления о косослоистом, кулисообразном строении неокомских отложений и, наконец, новым этапом в познании неокомской толщи явились представления о клиноформном строении, которые в последние годы стали господствующими.

Изучение физико-химических характеристик нефтей пласта АС были произведены на образцах глубинных и поверхностных проб. Пласты ЮС глубинными пробами не охарактеризованы. Глубинные пробы отбирались пробоотборниками при режимах, обеспечивающих приток нефти к точке отбора в однофазном (жидком) состоянии. Поверхностные пробы нефти отбирались с устья добывающих скважин.

Нефть пласта АС в условиях пласта имеет высокую степень газонасыщенности, легкая (в среднем 709 кг/м^3), маловязкая ($0,93 \text{ мПа}\cdot\text{с}$). Растворенный газ средней жирности, с содержанием углеводородов группы C_{3+} . Дегазированная нефть по данным анализов поверхностных проб преимущественно малосернистая, легкая (854 кг/м^3), маловязкая ($9,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при 20°C), парафинистая. По результатам рентген-флюоресцентного спектрального анализа в нефти фиксируются низкие концентрации ванадия и никеля.

В качестве подсчетных параметров при оценке запасов нефти и растворенного газа пласта АС приняты следующие значения:

- газовый фактор – $143 \text{ м}^3/\text{т}$;
- плотность сепарированной нефти – $836 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- пересчетный коэффициент – $0,754$.

Нефть пласта ЮС исследована на образцах скважин устьевых поверхностных проб. Глубинные пробы нефти не отбирались, в связи с этим физико-химическая характеристика и подсчетные параметры приняты по аналогии с соседними месторождениями:

- газовый фактор дифференциального разгазирования - $45 \text{ м}^3/\text{т}$;
- плотность дегазированной нефти - $871 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- пересчетный коэффициент – $0,898$.

Дегазированная нефть по изученным пробам сравнительно легкая ($840 - 874 \text{ кг}/\text{м}^3$ при среднем значении $859 \text{ кг}/\text{м}^3$), маловязкая и средней вязкости ($5,6 - 25,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при 20°C), сернистая, смолистая, парафинистая с выходом фракций до 300°C . Содержание ванадия, никеля и других элементов в нефтях юрского комплекса не превышает средних значений концентраций и промышленного интереса не представляет.

При движении в НКТ и наземных системах продукция скважин всех объектов разработки может образовывать стойкие и высоковязкие водонефтяные эмульсии (особенно при механизированных способах добычи). В общем случае динамическая вязкость водонефтяных смесей зависит от индивидуальных свойств жидкостей, количества водной фазы, температуры, степени дисперсности и градиента скорости потока [1].

Химический состав и свойства пластовых вод неоконского комплекса изучен по результатам исследования устьевых проб из скважин пластов АС. По химическому составу пластовые воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу (по В.А. Сулину), с общей минерализацией $12,4 - 19,8 \text{ г}/\text{л}$ при среднем значении $15,8 \text{ г}/\text{л}$. Основные солеобразующие компоненты представлены ионами хлора, натрия, кальция, гидрокарбоната. Максимальное газосодержание

(до $2,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$) достигается на границе водонефтяного контакта; по мере удаления от ВНК газонасыщенность вод резко снижается.

По химическому составу воды юрского комплекса гидрокарбонатно-натриевые. Основными солеобразующими компонентами являются натрий и калий – 97-98%-экв., хлор – 89-91%-экв., кальций – 1-3%-экв. В водах комплекса из микрокомпонентов присутствуют йод, бром, бор, содержание которых, по данным изучения пластовых вод соседних месторождений, ниже кондиционных и промышленного интереса не представляют.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений», РД 153-39.0-109-01, Москва, 2002 г.- 25-28с.