

С.А. Заночуев, главный специалист, ООО «ТННЦ», e-mail: sazanochuev@rosneft.ru;
Е.Н. Тимшин, главный технолог, Департамент по добыче газа и конденсата ОАО «Газпром»,
Е.А. Громова, ведущий специалист, ООО «ТННЦ»

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ НЕФТЕЙ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА ЧАЯНДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Динамическая вязкость пластовой нефти является одним из важнейших параметров, характеризующих реологические свойства жидкости. От достоверного определения этого параметра зависит эффективность технологических расчетов, касающихся не только разработки месторождения в целом, но и проектирования системы транспорта и подготовки скважинной продукции. На пути от пласта к потребителю нефтяная система проходит несколько стадий, где меняются различные условия, в частности давление, температура и газосодержание системы. Данная работа направлена на поиск характерных зависимостей изменения вязкости от этих параметров. Работа выполнена на основе экспериментальных данных, полученных на высокоточном измерительном оборудовании.

Ключевые слова: месторождение, насыщенная нефть, динамическая вязкость, газосодержание, дегазированная нефть, давление, температура.

Перспективы развития нефтегазодобывающей отрасли Республики Саха (Якутия) напрямую связаны с вводом в промышленную эксплуатацию крупнейшего Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения с запасами, превышающими 1 трлн м³ газа. Основные залежи конденсатного газа в Ботуобинском, Хамакинском и Талахском горизонтах богаты не только углеводородами, но и гелием, с чем связаны дополнительные перспективы газодобычи в регионе, начало промышленной разработки которого планируется на 2016 г. Наряду с основными залежами в прошлом веке была открыта крупная по запасам нефтяная оторочка в Ботуобинском горизонте, ввод в пробную эксплуатацию которой планируется в 2014 г. В ходе доразведки месторождения в 2009–2013 гг. дополнительно была открыта нефтяная оторочка в Хамакинском горизонте, которая в будущем может значительно повлиять на перспективы добычи нефти на месторождении. Поэтому любая допол-

нительная информация, полученная до начала полномасштабной разработки региона, позволит повысить эффективность использования потенциальных ресурсов нефтяной оторочки в Хамакинском горизонте.

Так, планирование систем добычи, а также прогнозные фильтрационные расчеты напрямую связаны с наличием достоверной информации об особенностях фазового поведения пластовой углеводородной системы при изменении термобарических условий, а также изменений системы при прохождении ею сепараторного и теплообменного оборудования. Не менее важным параметром углеводородной системы, характеризующим ее динамические свойства, является вязкость. Как известно, вязкость пластовой нефти значительно зависит от температуры и газосодержания, в меньшей степени – от давления. В ходе фильтрации, механизированной или фонтанной добычи и предварительной подготовки пластовая нефть проходит различные стадии изменения

термобарических и газонасыщенных характеристик, что приводит к изменению вязкости в широком диапазоне значений. Целью данной работы было на основе экспериментальных данных найти достоверную эмпирическую зависимость динамической вязкости газонасыщенной нефти от давления, температуры и газосодержания. Экспериментальные исследования выполнены на основе глубинных проб, отобранных при испытании фонтанирующей скважины, вскрывшей продуктивный объект в Хамакинском горизонте. Дополнительной трудностью в проведении исследований являются аномально-низкие пластовые температуры (11–12 °С) залежей Чаяндинского месторождения. Вязкость относится к немногим теплофизическим свойствам нефтей, для которых практически отсутствуют универсальные и надежные методы расчетов. Причина этого – сильная зависимость вязкости от структуры молекул и межмолекулярных сил, а также очень широкий диапазон изменения

вязкости при изменении влияющих характеристик [1].

Огромное количество статей в зарубежной и отечественной литературе посвящено совершенствованию различных корреляций для определения реологических и термодинамических свойств газонасыщенных и дегазированных нефтей. Так, еще в середине 1950-х гг. Veals с соавторами [1] предложили широко известные корреляции для определения вязкости сырой нефти при давлении насыщения с такими входными параметрами, как плотность газа и нефти, газосодержание, температура. Б.А. Григорьев с соавторами в работе [2] выполнили широкий обзор методов для расчета вязкости нефти и нефтепродуктов под давлением. Особое внимание в работе уделено зависимости вязкости нефтей от температуры.

Однако, как известно, все корреляции созданы и апробированы в определенном диапазоне данных, входящих в корреляцию параметров. Так, на рисунке 1 представлены температурные диапазоны применимости наиболее известных корреляций для определения параметров пластовых нефтей. Отметим, что наименьшая температура применимости корреляций составляет 16 °С, что заметно выше пластовой температуры нефтесодержащих пластов Чаяндинского месторождения, и использование корреляций может привести к значительным неопределенностям в получаемых результатах. Поэтому создание адаптированных расчетных моделей на основе экспериментальных определений вязкости насыщенной нефти Хамакинского горизонта в широком диапазоне изменения входных параметров является актуальным для повышения достоверности проектных расчетов.

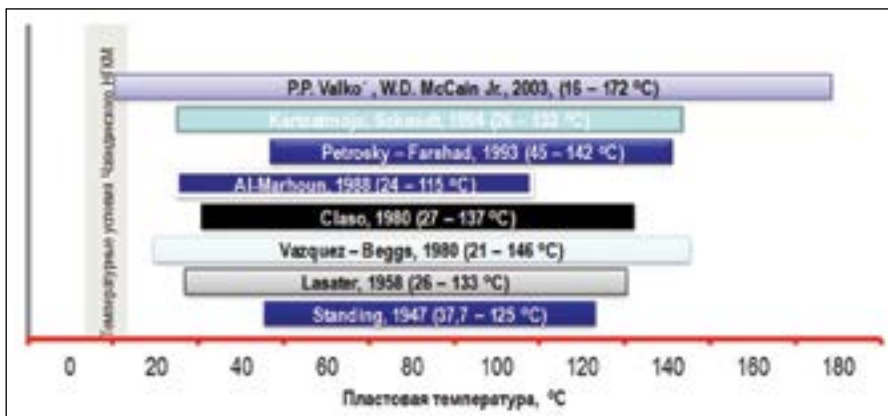


Рис. 1. Температурные диапазоны применимости известных корреляций

Измерения динамической вязкости пластовой нефти производились на установке системы PVT Chandler Engineering (модель 3000), обладающей следующими характеристиками. Максимальный объем нефтяной ячейки, где содержится проба пластовой нефти, составляет 400 см³, рабочее давление – порядка 100 МПа, диапазон изменения температур – от 3 до 200 °С. Для создания пониженных температур в термостатируемый шкаф подавался охлажденный с помощью криостата воздух. Для измерения вязкости в схему установки был включен капиллярный вискозиметр, который позволяет измерять вязкость в диапазоне 0,5–50 сП. Для перемешивания пробы и создания ламинарного потока использовалась дополнительная мини-ячейка, к которой подключались высокоточные насосы Qizix, позволяющие регулировать поток как при постоянном давлении, так и при постоянном расходе.

В ходе исследований были выполнены измерения динамической вязкости газонасыщенной нефти Хамакинского горизонта в диапазонах давления 6–18 МПа,

температур 3–30 °С и газосодержания 30–46 м³/м³. Всего получено 105 значений динамической вязкости в указанных диапазонах, результаты измерений представлены. По результатам измерений наблюдается значительное изменение изучаемого параметра в указанных диапазонах изменения давления, температуры и газосодержания. Так, при изменении давления от 6 до 18 МПа динамическая вязкость увеличивается в 1,14–1,23 раза, при изменении температуры от 3 до 30 °С вязкость увеличивается в среднем в 2,3 раза. При уменьшении газосодержания с 46 до 30 м³/м³ вязкость увеличивается в среднем в 1,4 раза.

Также были проведены измерения динамической вязкости дегазированной нефти. Температурный диапазон исследования при этом был расширен до 60 °С, т.к. дегазированная нефть в условиях подготовки обязательно будет проходить стадию нагрева в печах с целью удаления остатков растворенного газа и приведения давления насыщенных паров к регламентируемому параметру. По результатам измерений получено, что динамическая вязкость дегазированной

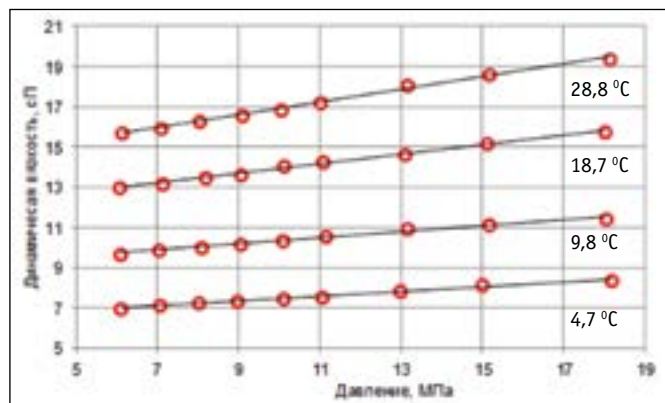


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости от давления при различных температурах для газонасыщенной нефти (Г = 40 м³/м³)

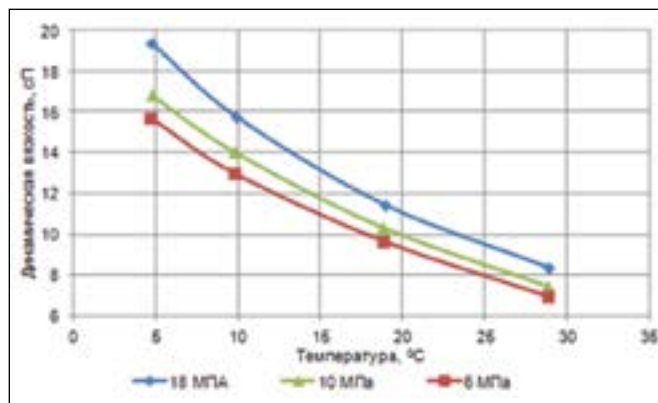


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости от температуры при различных давлениях для газонасыщенной нефти (Г = 40 м³/м³)

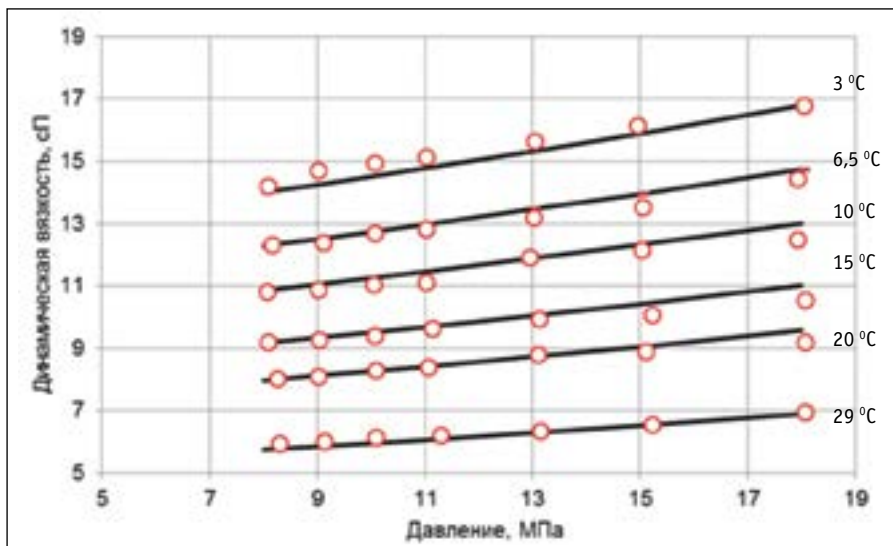


Рис. 4. Сравнение расчетных и замеренных данных динамической вязкости для газонасыщенной нефти с газосодержанием 46 м³/м³

ванной нефти при изменении давления от атмосферного до 18 МПа увеличивается в 1,26–1,36 раза. При изменении температуры от 5 до 60 °C вязкость увеличивается более чем в 6 раз.

Графическое отображение полученных данных показано на рисунках 2 и 3, где представлена динамика изменения вязкости от давления и температуры при постоянном газосодержании в различных координатах. Так как наиболее известные зависимости динамической вязкости от давления и температуры предложены в логарифмическом виде [3, 4, 5 и др.], нами также были рассмотрены зависимости логарифма динамической вязкости от давления и температуры. Полученные данные были аппроксимированы с использованием уравнения плоскости, проходящей через три точки, которое в общем виде записывается как:

$$\begin{vmatrix} X - x_0 & Y - y_0 & Z - z_0 \\ X_1 - x_0 & Y_1 - y_0 & Z_1 - z_0 \\ X_2 - x_0 & Y_2 - y_0 & Z_2 - z_0 \end{vmatrix} = 0.$$

Исходя из уравнения плоскости, получены следующие эмпирические зависимости динамической вязкости газонасыщенной нефти Хамакинского горизонта от давления и температуры. Эмпирическая зависимость для $\Gamma = 46 \text{ м}^3/\text{м}^3$ имеет следующий вид:

$$\mu = e^{2,58815 + 0,01815P - 0,0335T} \text{ для } \Gamma = 46 \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (1)$$

Графическое представление сравнения расчетных и замеренных данных для газонасыщенной нефти ($\Gamma = 46 \text{ м}^3/\text{м}^3$) показано на рисунке 4.

Аналогично получены эмпирические зависимости для газосодержания в 40 и 30 м³/м³, которые имеют следующий вид:

$$\mu = e^{2,8312 + 0,014P - 0,0324T} \text{ для } \Gamma = 40 \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (2)$$

$$\mu = e^{3,0426 + 0,0171P - 0,0346T} \text{ для } \Gamma = 30 \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (3)$$

Сравнение расчетных и замеренных данных динамической вязкости

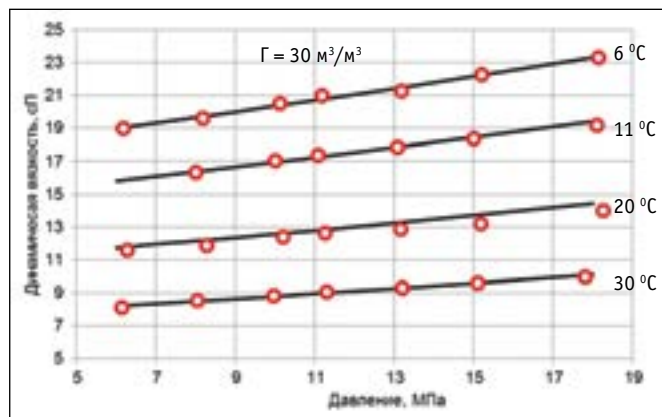
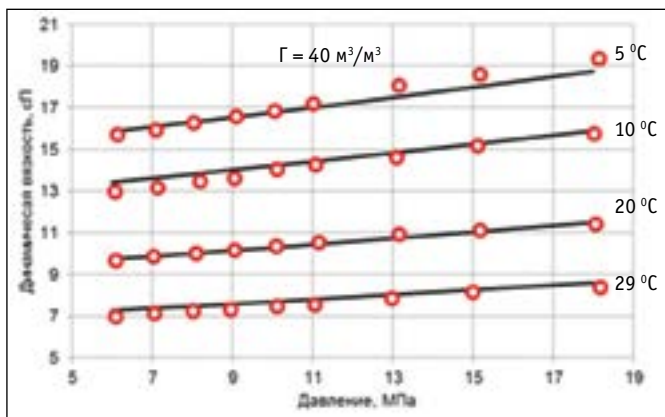


Рис. 5. Сравнение расчетных и замеренных данных динамической вязкости для газонасыщенной нефти

для газонасыщенной нефти для этих значений газосодержаний представлено на рисунке 5.

Отдельно была получена эмпирическая зависимость для дегазированной нефти в диапазоне давлений 1–18 МПа и в диапазоне температур 5–60 °C (рис. 6). Зависимость динамической вязкости дегазированной нефти от давления и температуры представлена на рисунке 6. Аппроксимирующее выражение для данного случая записывается в следующем виде:

$$\mu = e^{3,6736 + 0,0191P - 0,0328T} \text{ для дегазированной нефти.} \quad (4)$$

Исходя из полученных аппроксимационных зависимостей, может быть рассчитана зависимость динамической вязкости от газосодержания при различных температурах и давлениях. На рисунке 7 представлена зависимость динамической вязкости нефти при пластовых условиях ($p = 13 \text{ МПа}$) Хамакинского горизонта при различных температурах и газосодержаниях. Поскольку в связи с недостаточным объемом экспериментальных данных существует некая неопределенность в газосодержании пластовой нефти Хамакинского горизонта, эта зависимость может быть использована в будущем при расчетах движения газожидкостного потока по стволу скважины и трубопроводам при уточнении данных по текущему газосодержанию потока.

В заключение можно отметить, что вязкость пластовой нефти является важным параметром для проведения технологических расчетов как разработки месторождения, так и систем добычи и транспорта продукции. Основой любых расчетных моделей должен быть корректно поставленный эксперимент,

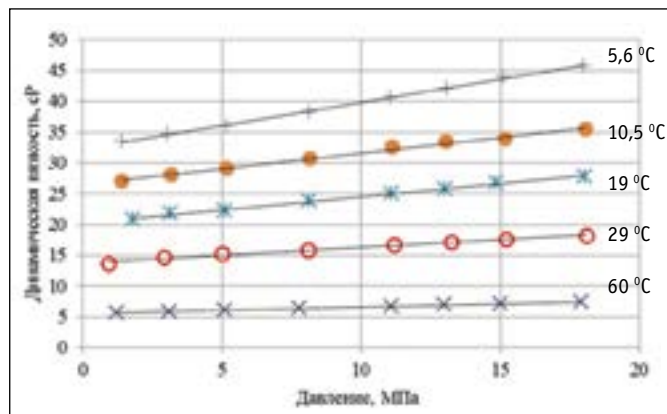
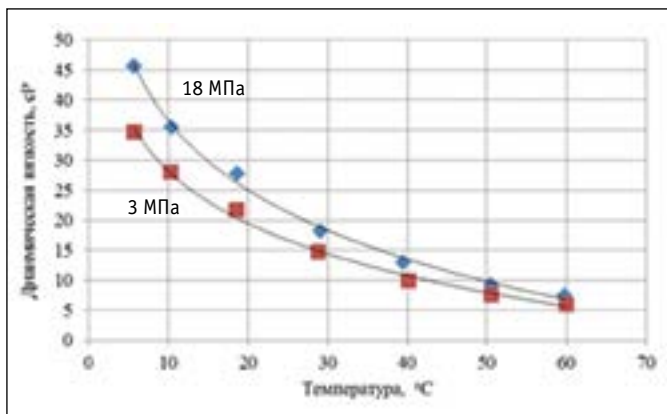


Рис. 6. Зависимость динамической вязкости дегазированной нефти от давления и температуры

регламентируемый нормативными документами [6] и выполненный с использованием высокоточного измерительного оборудования. В ходе данной работы на основе экспериментальных данных были найдены аппроксимирующие зависимости вязкости насыщенной и дегазированной нефти от давления, температуры и газосодержания. По полученным уравнениям можно определять вязкость сепарированной, пластовой нефти в однофазной области и в области давлений ниже давления насыщения.

Литература:

1. Beal C. Viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperature and pressures. 1946. Trans. AIME 165. P. 114–127.
2. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков / Под общ. ред. Б.А. Григорьева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 344 с.
3. Valko' P.P., McCain Jr. W.D. Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution

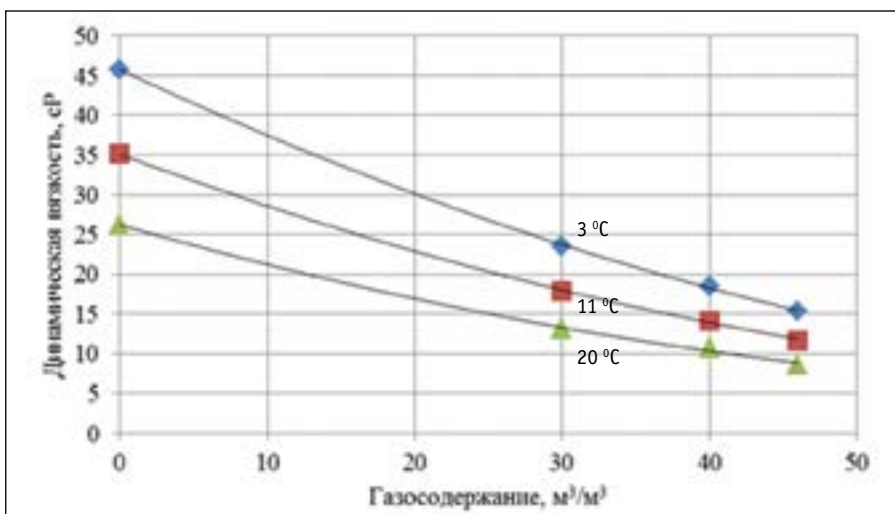


Рис. 7. Зависимость вязкости нефти при пластовых условиях (p = 13 МПа) от газосодержания и температуры

4. Khan S. A. et al. Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils, SPE Paper 15720, Presented at the Fifth SPE Middle East Conference held in Manama, Bahrain, March 7–10, 1987.

5. Glaso O. Generalized pressure-volume-temperature correlations. May 1980. JPT, pp. 785–795.
6. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов.

Production

S.A. Zanochuev, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Centre LLC, e-mail: sazanochuev@rosneft.ru; E.N. Timshin, Chief Process Engineer, Gas and Condensate Recovery Department of Gazprom JSC; E.A. Gromova, Chief Specialist of Tyumen Petroleum Research Centre LLC

Rheological characteristics of saturated oils Hamakinskiy reservoir Chayanda field

Dynamic viscosity of saturated oil system is one of the most important parameter characterizing the flow properties of the fluid. From the reliable determination of this parameter depends on efficiency of technological calculations concerning not only the development of the field, but also the design of the transport system and the preparation of products. On the way from the reservoir to the consumer the oil system goes through several stages, where various conditions are changing, and in particular the pressure, temperature and gas content in the system. This work is aimed at finding specific dependency of viscosity changes of these parameters. The work is done on the basis of experimental data obtained with high-precision measuring equipment.

Keywords: field, saturated oil, dynamic viscosity, pVT, gas-oil ratio (GOR), dead oil pressure, temperature.

References:

1. Beal C. Viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperature and pressures. 1946. Trans. AIME 165. P. 114–127.
2. Grigoryev B.A. Teplofizicheskie svoystva i fazovye ravnovesiya gazovykh kondensatov i ikh fraktsyi (Thermophysical properties and phase equilibrium of gas condensates and their fractions) / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, G.A. Lanchakov / Under the general editorship of B.A. Grigoryev. – M.: Publishing House of the Moscow Power Engineering Institute, 2007. – 344 p.
3. Valko' P.P., McCain Jr. W.D. Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas–oil ratios and surface gas specific gravities // Journal of Petroleum Science and Engineering 37 (2003). P. 153–169.
4. Khan S. A. et al. Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils, SPE Paper 15720, Presented at the Fifth SPE Middle East Conference held in Manama, Bahrain, March 7–10, 1987.
5. Glaso O. Generalized pressure-volume-temperature correlations. May 1980. JPT, pp. 785–795.
6. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов (Oil. Routine testing of formation fluids and separated oil. Scope of testing and results reporting).