

УДК 622.276

РАСЧЕТ PVT-СВОЙСТВ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПО ДЛИНЕ ПОДЪЕМНИКА

Яхин Артур Рамилевич¹,
9406622@mail.ru

Назифуллина Ляйсан Халяфовна¹,
lyaisan0220@gmail.com

Газизова Эльвина Рустамовна¹,
gazizowa.elwina@yandex.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Все технологические процессы, происходящие в пласте, стволе скважины и в системе сбора и подготовки нефти, газа и газоконденсата, требуют знания физико-химических свойств добываемой скважинной продукции. С этими параметрами связаны запасы углеводородов, изменение состава пластовой смеси, темп вторжения воды в залежь, парциальное давление отдельных компонентов, конструкция скважин, гидравлические потери, подбор оптимального режима эксплуатации и т. д. Все технологические процессы добычи, сбора, подготовки и транспортировки сопровождаются непрерывным изменением давления и температуры, которые непосредственно влияют на свойства продукции, «PVT-свойства». Отсутствием представлений о физико-химических свойствах и фазовых превращениях, протекающих при изменении термобарических условий в многокомпонентных системах, приводят к принятию неверных технологических решений, возникновению осложнений в процессе эксплуатации скважин и, как следствие, снижению эффективности разработки месторождения. Поэтому так важно уметь прогнозировать изменение давления и температуры и рассчитывать PVT-свойства по пути движения флюидов.

Целью данной работы является расчет и анализ изменения PVT-свойств добываемой продукции и температуры по длине скважины.

Методы. Для расчета плотности и вязкости нефти, объемного коэффициента нефти, растворимости и коэффициента сверхсжимаемости применена методика М.Б. Стэндинга, разработанная в США в результате многочисленных исследований проб нефти и газа, для расчета кривой изменения температуры по глубине скважины был использован метод И.Н. Алвеса.

Выводы. Растворимость газа линейно увеличивается с ростом давления, который также вызывает увеличение газосодержания и, соответственно, объемного коэффициента. В свою очередь, повышение газосодержания нефти приводит к плавному снижению плотности. С ростом температуры по стволу скважины происходит снижение вязкости нефти. Изменение термобарических условий обуславливает снижение коэффициента сверхсжимаемости по глубине скважины. Методика Алвеса не позволяет точно спрогнозировать изменение температуры по стволу скважины, что объясняется сложностью учета теплофизических свойств горных пород и флюидов.

Ключевые слова:

Физико-химические свойства, температура по стволу скважины, давление в скважине, методика Стэндинга, метод Алвеса.

Введение

Для наиболее точного расчета PVT-свойств нефти и газа по длине подъемника могут быть использованы лабораторные исследования, моделирующие изменение давления и температуры по длине подъемника. Подобные эксперименты трудоемки, и их сложно реализовать в условиях промысла. Поэтому эту задачу решают аналитически с применением корреляций.

Рассчитаем PVT-свойства добываемой продукции по длине подъемника на примере промысловых данных со скважин Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Учитывая сложный состав пластовых флюидов по всему месторождению и среднюю глубину залегания продуктивных горизонтов, можно прийти к выводу о том, что в процессе извлечения продукции залежей протекают фазовые превращения и происходит непрерывное изменение ее свойств.

Согласно исходным данным, скважина 147 является нефтяной, фонтанирующей, безводной, значит, ее продукция содержит только две фазы: нефть и попутный газ. Давление на забое ниже давления насыщения,

следовательно, в скважине по всей длине происходит выделение газа и, как следствие, непрерывное изменение состава и свойств жидкой и газообразной фаз, что влияет на режим работы скважины, гидравлические потери по длине подъемника и в целом на показатели разработки. Из этого вытекает необходимость прогнозирования PVT-свойств нефти и газа в скважине [1–9]. Также корректное определение термобарических условий по глубине может повлиять на прогноз коррозии и изнашивания обсадной колонны и инструмента в процессе эксплуатации и бурения [10–12].

Результаты расчетов

Расчет растворимости газа

Растворимость увеличивается по мере роста давления и становится постоянной при достижении давления насыщения.

Эмпирическая корреляция Стэндинга [13] позволяет определить растворимость газа и предполагает протекание контактного разгазирования, при котором газ испаряется с межфазной поверхности по мере того, как падение давления продолжает соответствовать

давлению нефти. Согласно этой методике растворимость R_s ($\text{м}^3/\text{м}^3$) может быть определена по формуле:

$$R_s = 0,178\gamma_g \cdot \left[\left(\frac{p}{1,254} + 1,4 \right) 10^{0,0125\gamma_{API} - 0,00163p - 0,02912} \right]^{1,2048},$$

где p – давление в смеси, бар; T – температура, °С; γ_g – удельная плотность газа: $\gamma_g = 0,7$; γ_{API} – плотность нефти в градусах API:

$$\gamma_{API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 = \frac{141,5}{0,83921} - 131,5 = 37,11,$$

где γ_o – удельная плотность дегазированной нефти в $\text{г}/\text{см}^3$ при 15,6 °С:

$$\gamma_o = \gamma_o^{20^\circ\text{C}} - \zeta(15,6 - 20) = 836 - 0,72984(-4,4) = 839,21 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

где $\gamma_o^{20^\circ\text{C}}$ – плотность нефти в стандартных условиях: $\gamma_o^{20^\circ\text{C}} = 836 \text{ кг}/\text{м}^3$; ζ – температурная поправка:

$$\zeta = 1,825 - 0,00131\gamma_o^{20^\circ\text{C}} = 0,72984.$$

Распределение температуры и давления по стволу скважины, а также результаты расчета растворимости представлены на рис. 1.

Растворимость газа по глубине скважины линейно увеличивается, что объясняется значительным ростом давления по сравнению с ростом температуры, приводящим к снижению растворимости.

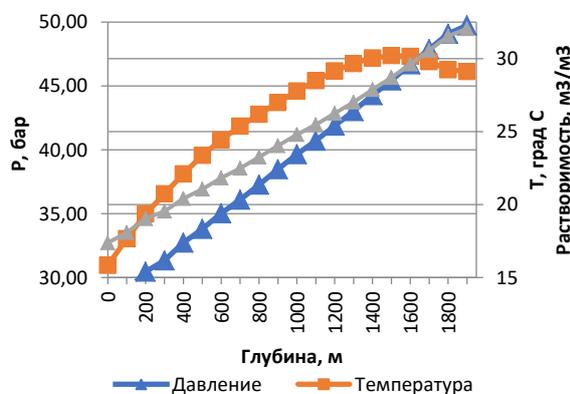


Рис. 1. Распределение температуры, давления и растворимости газа по длине подъемника

Fig. 1. Distribution of temperature, pressure and gas solubility along the lift length

Расчет объемного коэффициента нефти

Чем больше газа растворяется в нефти, тем выше значение объемного коэффициента нефти. Так происходит до тех пор, пока давление не достигнет точки насыщения. Когда давление превысит давление насыщения, газ перестает растворяться в нефти, а значение объемного коэффициента нефти начинает снижаться вследствие сжимаемости жидкости. Отметим, что значение объемного коэффициента нефти рассчитывается по разным уравнениям при давлении как ниже, так и выше давления насыщения. Согласно промысловым данным, давление насыщения $P_{\text{нас}} = 202$ атм, значит,

давление в скважине по всей длине подъемника ниже $P_{\text{нас}}$. Корреляция Стэндинга для объемного коэффициента нефти при этих условиях имеет вид:

$$B_o = 0,9759 + 0,00012 \left[5,618R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 2,25T + 40 \right]^{1,2}.$$

Результаты расчета приведены на рис. 2.

Объемный коэффициент увеличивается по мере роста глубины, что объясняется увеличением растворимости, а, следовательно, и газосодержания скважинной продукции; характер изменения коэффициента близок по форме к графику корневой функции.

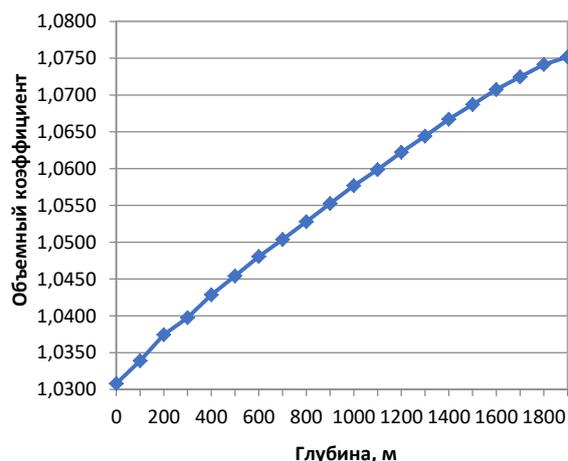


Рис. 2. Изменение объемного коэффициента по глубине скважины

Fig. 2. Oil volume factor change by well depth

Расчет плотности нефти

Для вычисления плотности насыщенной сырой нефти, давление которой ниже давления насыщения, необходимо знать значения растворимости газа R_s , объемного коэффициента нефти B_o и удельной плотности растворенного газа γ_{gd} [14]:

$$\rho_o = 16,02 \frac{62,4\gamma_o + 0,0764\gamma_{gd}}{B_o}.$$

Удельная плотность растворенного газа γ_{gd} рассчитывается по диаграмме Д.Л. Каца, которая иллюстрирует зависимость данного параметра от плотности сырой нефти (в градусах API) и растворимости газа.

Результаты вычислений представлены на рис. 3.

Плотность нефти снижается, что объясняется повышением газосодержания; зависимость от глубины близка к параболической.

Расчет вязкости нефти

Важным параметром в гидродинамических расчетах перепада давления для потока в трубах или пористой среде является вязкость сырой нефти, содержащей растворенный газ.

При построении эмпирических корреляций определяют вязкость дегазированной нефти. После того как будет установлено значение вязкости дегазированной

ванной нефти оно корректируется с учетом давления в пластовых условиях. Вязкость дегазированной нефти измеряют в лабораторных условиях.

М.Б. Стэндинг дал математические интерполяции, соответствующие графической корреляции Била [15] для вязкости в условиях атмосферного давления и заданной температуры T (в градусах Кельвина):

$$\mu_{od} = \left(0,32 + \frac{1,8 \cdot 10^7}{\gamma_{API}^{4,53}} \right) \left(\frac{360}{1,8T - 260} \right)^a,$$

где

$$a = 10^{\left(\frac{0,43 + \frac{8,33}{\gamma_{API}}}{\gamma_{API}} \right)}.$$

Расчетные значения вязкости сведены в рис. 3.

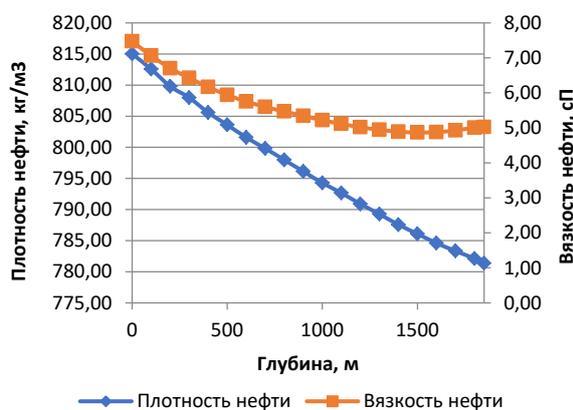


Рис. 3. Расчет плотности и вязкости нефти по глубине скважины

Fig. 3. Calculation of oil density and viscosity by well depth

Вязкость по глубине скважины значительно уменьшается за счет роста температуры, вогнутый участок графика свидетельствует о скачке температуры.

Расчет коэффициента сверхсжимаемости газа

Природные многокомпонентные газы – это реальные газы, для которых не действуют стандартные допущения. На основе результатов эмпирических исследований уравнение состояния идеального газа было модифицировано для реального газа – в него ввели коэффициент отклонения, т. е. коэффициент сверхсжимаемости Z .

М.Б. Стэндинг и Д.Л. Кац [16] совместно разработали номограмму для коэффициента Z , зависящего от псевдоприведенных температур T_{pr} и давлений p_{pr} . Для определения последних необходимо вычислить псевдокритические температуру T_{pc} и давление p_{pc} . Стэндинг получил ряд эмпирических корреляций для этих величин:

$$T_{pc} = (168 + 325\gamma_g - 12,5\gamma_g^2) / 1,8 = 216,319^\circ K$$

$$p_{pc} = 0,0689(677 + 15\gamma_g - 37,5\gamma_g^2) = 46,103 \text{ бар}.$$

Номограмме Стэндинга и Каца эквивалентна корреляция Дранчака и Абу-Кассема:

$$Z = \left(0,3265 + \frac{-1,07}{T_{pr}} + \frac{-0,5339}{T_{pr}^3} + \frac{0,01569}{T_{pr}^4} + \frac{-0,05165}{T_{pr}^5} \right) \rho_r + \left(0,5475 + \frac{-0,7361}{T_{pr}} + \frac{0,1844}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^2 - 0,1056 \left(\frac{-0,7361}{T_{pr}} + \frac{0,1844}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^5 + 0,6134(1 + 0,721\rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp(-0,721\rho_r^2) + 1,$$

где ρ_r – приведенная плотность газа:

$$\rho_r = \frac{0,27 p_{pr}}{Z T_{pr}}.$$

Результаты расчета приведены на рис. 4.

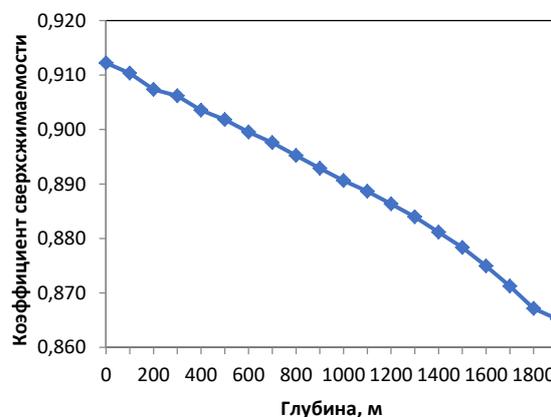


Рис. 4. Распределение коэффициента сверхсжимаемости по длине подъемника

Fig. 4. Distribution of the supercompressibility factor along the length of the lift

Коэффициент сверхсжимаемости уменьшается, что объясняется изменением термобарических условий.

Расчет кривой изменения температуры по глубине скважины

Задача прогнозирования распределения температуры в скважинах связана с применением законов сохранения массы, импульса и энергии. Иногда удобнее пользоваться уравнениями градиентов давления и энтальпии. Поскольку уравнения на их основе являются достаточно сложными, невозможно получить их точное аналитическое решение. Однако И.Н. Алвесу удалось разработать приближенный аналитический метод решения рассматриваемой задачи для потока в трубах при любом угле их наклона [17–20]. Решение выглядит следующим образом:

$$T_f = (T_{ei} - g_G L \sin \theta) + (T_i - T_{ei})^{-L/A} + g_G \sin \theta (1 - e^{-L/A}) A + \frac{1}{J \rho_L C_p} \frac{dp}{dL} \phi A (1 - e^{-L/A}),$$

где параметр A определяется согласно корреляции Шю-Беггза по формуле:

$$A = 96,8 \cdot 10^{-8} \omega^{0,5253} d_{ii}^{-0,2904} \gamma_{API}^{0,2608} \gamma_g^{4,4146} \rho_L^{2,9303},$$

ω – массовый расход, кг/с; d_{ii} – диаметр НКТ, м; ρ_L – плотность флюида по длине подъемника, кг/м³; T_f – температура флюида на глубине L (м), К; T_i – температура на входе в трубу, К; T_{ei} – температура пласта, К; g_G – градиент геотермальной температуры, К/м; θ – угол между осью скважины и горизонталью, °; $\frac{dp}{dL}$ – градиент давления, Па/м; C_p – теплоемкость, Дж/(кг·К); ϕ – безразмерный коэффициент.

В условии задачи принимаем $T_i = T_{ei}$ и пренебрегаем трением, т. е. $\phi = 0$. Тогда уравнение примет вид:

$$T_f = (T_{ei} - g_G L \sin \theta) + g_G \sin \theta (1 - e^{-L/\Lambda}) \Lambda.$$

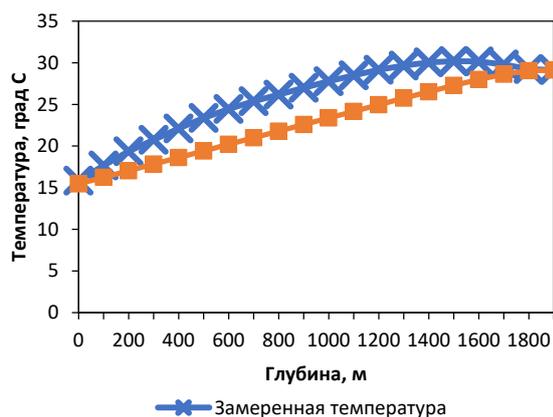


Рис. 5. Распределение температуры в стволе скважины
 Fig. 5. Temperature distribution in the wellbore

Согласно исходным данным, массовый расход жидкости $Q_{ж.мас} = 23,01$ т/сут; $d_{ii} = 0,062$ м; $g_G = 0,008$ К/м; $T_{ei} = (29612 + 273615) \text{ К} = 302,27 \text{ К}$; $\theta = 0^\circ$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Брилл Дж.П., Муерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
- Индикаторная кривая для случая трехфазной фильтрации при забойном давлении ниже давления насыщения // М.Н. Харисов, Э.А. Юнусова, Э.А. Харисова, Р.А. Майский, С.Б. Будю // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 1. – С. 32–37.
- Особенности свойств нефти двухфазных залежей на примере пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения / И.О. Промзелев, Д.Н. Купоросов, А.И. Брусилковский, Е.Р. Чухланцева, Е.В. Тихомиров // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – № 1 (3). – С. 50–53.
- Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
- Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
- Дуношкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.
- Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе: пат. 2590254 Рос. Федерация. № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015, опубл. 15.06.2016, Бюл. № 19. – 6 с.
- Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Физико-химические свойства трудноизвлекаемых нефтей Российской Арктики // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 6. – С. 64–71.

$$\omega = \frac{Q_{ж.мас} \cdot 10^3}{24 \cdot 60 \cdot 60} = \frac{23,01 \cdot 10^3}{86400} = 0,266 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Результаты расчета представлены на рис. 5.

Сравнение фактических и вычисленных значений температуры по стволу скважины позволяет сделать вывод о том, что метод Алвеса не учитывает термические свойства различных горных пород, что особенно важно в случае сложного геологического строения месторождения. В результате мы получаем значительную погрешность в определении температуры по длине подъемника.

Заключение

Анализируя полученные результаты по расчету PVT-свойств по методикам Стэндинга, можно судить о том, что по мере подъема скважинной продукции происходит уменьшение растворимости газа, причем закон изменения по глубине соответствует линейной функции. В свою очередь снижается газосодержание и объемный коэффициент, плотность смеси увеличивается, причем зависимости этих параметров от глубины представляют собой степенные функции. Вязкость и коэффициент сверхсжимаемости с падением температуры скважинной продукции увеличиваются.

Разработка аналитических методов прогнозирования температуры в скважине по глубине осложнена необходимостью учета теплотехнических свойств различных горных пород, пластовых флюидов, которыми приходится пренебрегать, как и в случае с методикой Алвеса. Это неизбежно приводит к появлению расхождений между фактическими и теоретическими значениями температуры.

- Cawkwell M.G., Charles M.E. Pressures, temperatures predicted for two-phase pipelines // Oil & Gas Journal. – 1985. – V. 83 (21). – P. 101–107.
- Исследование износостойкости замков буровых труб при трении о горную породу в различных средах / А.Р. Яхин, Г.В. Конесев, Ф.Н. Янгиров, А.М. Фролов // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 6. – С. 30–35.
- Возможности рентгенофлуоресцентного спектрального метода при определении элементного состава ядерного материала / А.Д. Бадикова, Ф.Х. Кудашева, Г.А. Тентерева, А.Р. Яхин, Л.Р. Мухаматдинова, Р.А. Ялалова, Н.А. Якунова, И.Е. АLEXИНА // Вестник Башкирского университета. – 2015. – Т. 20. – № 4. – С. 1189–1192.
- Упрочнение поверхностей для повышения ресурса работы буровых труб / А.Р. Яхин, Р.А. Исмаков, Р.Р. Гарифуллин, Ф.Н. Янгиров // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 4. – С. 381–399.
- Standing M.B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems. – Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1977. – 142 p.
- Standing M.H., Katz D.L. Density of natural gases // Transactions of the Metallurgical Society of AIME. – 1942. – V. 146. – P. 140–142.
- Яркева Н.Р., Ишбулатов И.А. К вопросу об эффективности технологии низкотемпературной сепарации // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 1. – С. 13–23.
- Dranchuk P.M., Abu-Kassem J.H. Calculation of Z-factors for natural gases using equations-of-state // Journal of Canadian Petroleum Technology – 1975. – V. 34. – P. 14–16.
- Alves I.N., Albanati F.J.S., Shoham O. Unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines // Society of Petroleum Engineers. – 1992. – V. 7. – P. 363–367.

18. Ramey H.J. Jr. Wellbore heat transmission // Journal of Petroleum Technology. – 1962. – V. 427. – P. 225–228.
19. Coulter D.M., Bardon M.F. Revised equation improves flowing gas temperature prediction // Oil & Gas Journal. – 1979. – V. 107. – P. 78–81.
20. Shin K.C., Beggs H.D. Predicting temperatures in flowing wells // Journal of Energy Resources Technology. – 1980. – V. 102. – P. 2–7.

Поступила 03.06.2020 г.

Информация об авторах

Яхин А.Р., кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Назифуллина Л.Х., студентка кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Газизова Э.Р., студентка кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.276

CALCULATION OF BOREHOLE PRODUCTS PVT-PROPERTIES ALONG THE LIFT LENGTH

Artur R. Yakhin¹,
9406622@mail.ru

Lyaisan Kh. Nazifullina¹,
lyaisan0220@gmail.com

Elvina R. Gazizova¹,
gazizowa.elvina@yandex.ru

¹ Ufa State Oil Technical University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

Relevance. All technological processes occurring in the reservoir, wellbore and in the system for collecting and preparing oil, gas and gas condensate require knowledge of the physicochemical properties of the well production. These parameters are associated with hydrocarbon reserves, changes in composition of the reservoir mixture, the rate of water intrusion into the reservoir, partial pressure of individual components, well construction, hydraulic losses, selection of the optimal operation mode, etc. All technological processes of extraction, collection, preparation and transportation are accompanied by continuous changes in pressure and temperature, which directly affect the properties of products, «PVT-properties». The lack of ideas about the physicochemical properties and phase transformations occurring when the temperature and pressure conditions change in multicomponent systems leads to adoption of incorrect technological decisions, occurrence of complications during the well operation and, consequently, decrease in the efficiency of field development. Therefore, it is important to be able to predict the change in pressure and temperature and calculate the PVT-properties along the fluid flow path.

The aim of this work is to calculate and analyze changes in the PVT-properties of the produced products and the temperature along the well length.

Methods. The Standing method, developed in the USA as a result of numerous studies of oil and gas samples, was used to calculate oil density and viscosity, oil volume factor, solubility, and supercompressibility factor; the Alves method was used to calculate the temperature change curve over the well depth.

Findings. The solubility of gas increases linearly with rising pressure, which also leads to growth in gas content and, accordingly, the volume factor. The increase in oil gas content results in its turn in density gradual decrease. Temperature grows along the wellbore leads to decrease of oil viscosity. The development of analytical methods for predicting temperature in a well over depth is complicated by the need to take into account the thermophysical properties of rocks, reservoir fluids, which have to be neglected, as is the case with the Alves method. This inevitably results in discrepancies between actual and theoretical temperature values.

Key words:

Physicochemical properties, wellbore temperature, well pressure, Standing technique, Alves method.

REFERENCES

1. Brill Dzh.P., Mukerdzhi H. *Mnogofazny potok v skvazhinakh* [Multiphase flow in wells]. Moscow, Izhevsk, Computer research institute Publ., 2006. 384 p.
2. Kharisov M.N., Yunusova E.A., Kharisova E.A., Mayskiy R.A., Budo S.B. The inflow performance relationship for the three-phase flow. *Neftegazovoe delo*, 2018, no. 1, pp. 32–37. . In Rus.
3. Promzelev I.O., Kuporosov D.N., Brusilovskiy A.I., Chukhlantseva E.R., Tikhomirov E.V. Peculiarities of reservoir oil properties of two-phase deposits on the example of the PK1-3 layer Vostochno-Messoyakhskoe field. *PRONEFT. Professionalno o nefii*, 2017, no. 1 (3), pp. 50–53. In Rus.
4. Gimatudinov Sh.K. *Fizika nefyanogo i gazovogo plasta* [Oil and gas reservoir physics]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 312 p.
5. Mishchenko I.T. *Raschety pri dobyche nefi i gaza* [Calculations in oil and gas production]. Moscow, Neft i gaz» RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2008. 296 p.
6. Dunyushkin I.I., Mishchenko I.T., Elisiseva E.I. *Raschety fiziko-khimicheskikh svoystv plastovoy i promyslovoy nefi i vody* [Calculations of physical and chemical properties of reservoir and field oil and water]. Moscow, Neft i gaz RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2004. 448 p.
7. Konesev V. G. *Burovoy kompleksny reagent dlya promyvochnykh zhidkostey na vodnoy osnove* [Drilling complex reagent for water-based flushing water]. Patent RF 2590254, 2016.
8. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Physicomchemical properties of hard-to-recover oils of Russian Arctic. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 6, pp. 64–71. In Rus.
9. Cawkwell M.G., Charles M.E. Pressures, temperatures predicted for two-phase pipelines. *Oil & Gas Journal*, 1985, vol. 83 (21), pp. 101–107.
10. Yakhin A.R., Konesev G.V., Yangirov F.N., Frolov A.M. Study of drill pipe joint wear resisting properties under friction against rock in various media. *Territoriya Neftegaz*, 2014, no. 6, pp. 30–35. In Rus.
11. Badikova A.D., Kudasheva F.H., Teptereva G.A., Yakhin A.R., Muhamatdinova L.R., Yalalova R.A., Yakunova N.A., Alekhina I.E. The possibilities of x-ray fluorescence spectral method in the determination of the elemental composition of core material. *Vestnik Bashkirskogo universiteta*, 2015, vol. 20, no. 4, pp. 1189–1192. In Rus.
12. Yakhin A.R., Ismakov R.A., Garifullin R.R., Yangirov F.N. Surface hardening for drill pipe life improvement. *Elektronny nauchny zhurnal Neftegazovoe delo*, 2014, no. 4, pp. 381–399. In Rus.
13. Standing M.B. *Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems*. Dallas, Society of Petroleum Engineers, 1977. 142 p.
14. Standing M.H., Katz D.L. Density of natural gases. *Transactions of the Metallurgical Society of AIME*, 1942, vol. 146, pp. 140–142.
15. Yarkeeva N.R., Ishbulatov I.A. To the question of low-temperature separation technology efficiency. *Neftegazovoe delo*, 2019, vol. 17, no 1, 13–23. In Rus.
16. Dranchuk P.M., Abu-Kassem J.H. Calculation of Z-factors for natural gases using equations-of-state. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1975, vol. 34, pp. 14–16.

17. Alves I.N., Albanati F.J.S., Shoham O. Unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines. *Society of Petroleum Engineers*, 1992, vol. 7, pp. 363–367.
18. Ramey H.J. Jr. Wellbore heat transmission. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, vol. 427, pp. 225–228.
19. Coulter D.M., Bardon M.F. Revised equation improves flowing gas temperature prediction. *Oil & Gas Journal*, 1979, vol. 107, pp. 78–81.
20. Shin K.C., Beggs. H.D. Predicting temperatures in flowing wells. *Journal of Energy Resources Technology*, 1980, vol. 102, pp. 2–7.

Received: 3 June 2020.

Information about the authors

Artur R. Yakhin, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum technical University.

Lyaisan Kh. Nazifullina, student, Ufa State Petroleum technical University.

Elvina R. Gazizova, student, Ufa State Petroleum technical University.