

25.00.17
УДК 622.279.51

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Инякина Е.И.,
Катанова Р.К.,
Инякин В.В.,
Альшейхли М.Д.

Тюменский индустриальный университет
Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова;
Тюменский индустриальный университет
“University of Kirkuk”, IRAQ

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ НА ПЛАСТОВЫЕ ПОТЕРИ КОНДЕНСАТА НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

DOI: 10.37493/2308-4758.2021.1.3

Введение.

В результате эксплуатации Среднеботуобинского месторождения при опережающем снижении давления в газоконденсатной области пласта по сравнению с нижележащей нефтяной оторочкой происходит нерегулируемое поступление нефти в газоконденсатную залежь. При этом одним из важных показателем разработки месторождения, является коэффициент извлечения конденсата (КИК), представляющий отношение потерь углеводородов в залежи к их геологическим запасам. Данное явление оказывает негативное влияние на конденсатоотдачу залежей в том числе, на процесс выпадения тяжелых фракций углеводородов.

Материалы и методы исследований.

Влияния остаточной нефти на пластовые потери углеводородов в условиях разработки газоконденсатных залежей северного купола Среднеботуобинского месторождения определялось на основании результатов экспериментальных исследований. Определение влияния паров нефти на конденсатоотдачу осуществлялось экспериментально на PVT-установке методом дифференциальной конденсации или на основании аналитических методов при условии нефтесодержания в газоконденсатной системе. Экспериментальное изучение систем «нефть – газ», выполнялось на комбинированных пластовых пробах, при наличии остаточной нефти. По результатам термодинамических исследований строились прогнозные кривые пластовых потерь конденсата на текущий период разработки залежи.

Результаты исследований и их обсуждение.

Наличие остаточной нефти оказывает определенное влияние на пластовые потери углеводородов и термодинамические свойства на всех этапах разработки месторождения. Вследствие этого парогазовая система содержит то или иное количество фракций нефти. Их концентрация (нефтесодержание) в пластовом газе зависит от пластового давления, а также компонентного состава пластовой нефти. Следовательно, оказывает негативное влияние на величину коэффициента извлечения конденсата и компонентоотдачу углеводородов. Особую актуальность этот вопрос приобретает для пластовых систем Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. С целью определения нефтесодержания пластовых систем активно применяются эмпирические формулы. Методы прогноза наличия остаточной нефти в многокомпонентной смеси основываются на применении уравнений состояния.

Выводы.

В процессе эксплуатации нефтегазоконденсатной залежи Среднеботуобинского месторождения компонентный состав (смесь паров газового конденсата и нефти) добываемой газоконденсатной системы изменяется, что оказывает влияние на изменение состава пластового флюида в течение разработки месторождения. Прогнозирование влияния остаточной нефти и ее перетоков нижележащей нефтяной оторочки на величину извлечения конденсата осуществлялось при различных термодинамических условиях. Из графической зависимости видно, что при наличии в газоконденсатной системе тяжелых фракций нефти процесс конденсации усиливается. При этом увеличиваются пластовые потери конденсата в залежи.

Ключевые слова:

давление начала конденсации, коэффициент извлечения конденсата, разработка залежи, насыщенный конденсат, потери конденсата, газ сепарации, пластовая нефть, контактная конденсация, экспериментальные PVT-исследования.

Inyakina E.I.,
Katanova R.K.,

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia;
North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosova, Yakutsk,
Russia;

Inyakin V.V.,

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia; Alsheikhly M.J.Z. "Univer-
sity of Kirkuk", IRAQ

Alsheikhli M.D.

"University of Kirkuk", IRAQ

Study of the Influence of Residual Oil on Condensate Losses at Srednebotuobinskiy Oil and Gas Condensate Field

Introduction.

As a result of the operation of the Srednebotuobinskoye field, with an advanced decrease in pressure in the gas condensate area of the formation as compared to the underlying oil rim, an uncontrolled flow of oil into the gas condensate reservoir occurs. At the same time, one of the important indicators of field development is the condensate recovery factor (CIR), which represents the ratio of losses of hydrocarbons in the reservoir to their geological reserves. This phenomenon has a negative impact on the condensate recovery of deposits, including the process of precipitation of heavy hydrocarbon fractions.

Materials and methods of research.

The influence of residual oil on reservoir losses of hydrocarbons in the development of gas condensate deposits in the northern dome of the Srednebotuobinskoye field was determined based on the results of experimental studies. The determination of the effect of oil vapors on condensate recovery was carried out experimentally on a PVT unit by the method of differential condensation or on the basis of analytical methods under the condition of oil content in the gas condensate system. Experimental study of oil-gas systems was carried out on combined reservoir samples in the presence of residual oil. Based on the results of thermodynamic studies, predictive curves of reservoir condensate losses were constructed for the current period of reservoir development.

Results and Discussion. The presence of residual oil has a certain impact on reservoir losses of hydrocarbons and thermodynamic properties at all stages of field development. As a result, the steam-gas system contains a certain amount of oil fractions. Their concentration (oil content) in the reservoir gas depends on the reservoir pressure, as well as the composition of the reservoir oil. Therefore, it has a negative impact on the value of the condensate recovery factor and component recovery of hydrocarbons. This issue is of particular relevance for the reservoir systems of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. In order to determine the oil content of reservoir systems, empirical formulas are actively used. Methods for predicting the presence of residual oil in a multicomponent mixture are based on the use of equations of state.

Conclusion.

During the operation of the oil and gas condensate reservoir of the Srednebotuobinskoye field, the component composition (mixture of gas condensate vapors and oil) of the produced gas condensate system changes, which affects the change in the composition of the formation fluid during the development of the field. Prediction of the effect of residual oil and its crossflows of the underlying oil rim on the amount of condensate recovery was carried out under various thermodynamic conditions. The graphical dependence shows that in the presence of heavy oil fractions in the gas-condensate system, the condensation process intensifies. At the same time, formation condensate losses in the reservoir increase.

Key words: Condensation onset pressure, condensate recovery factor, reservoir development, saturated condensate, condensate losses, separation gas, reservoir oil, contact condensation, experimental PVT studies.

Введение

Нефтегазоконденсатные месторождения являются многопластовыми, вследствие этого требуют специального комплексного подхода при их разработке. В таких месторождениях усиливается процесс ретроградной изотермической конденсации при снижении пластового давления, определяющего потери насыщенного конденсата в залежи. Для эффективной выработки запасов конденсата необходимо прогнозирование пластовых потерь и динамики компонентного состава пластового газа в ходе разработки эксплуатационного объекта. Определялись потери конденсата на основании экспериментальных исследований пластовой углеводородной системы при наличии остаточной нефти или на основании аналитических методов. Исследования влияния остаточной нефти на КИК были проведены на PVT-установке Vinci Technologies производство Франция методом дифференциальной конденсации. Изучение проводилось на рекомбинированных пробах, отобранных при исследовании скважин северного купола Среднеботуобинского месторождения [1, 2].

Материалы и методы исследований

Для изучения термодинамических свойств газового конденсата было отобрано 64 пробы из скважин, вскрывших ботуобинский горизонт. Отбор проб газа сепарации и насыщенного конденсата из улаханского и талахского горизонтов проводился согласно инструкции «ГазпромВНИИГаз». Условия отбора проб следующие: при режимных исследованиях, при снятии КВД, при газоконденсатных исследованиях до сепарации и после сепарации, при пробной эксплуатации и т.д. Свойства пластовых газов и конденсата изучались по исследуемым залежам продуктивного комплекса в пластовых и поверхностных условиях. Исследуемый пластовый газ ботуобинского продуктивного горизонта по содержанию метана колеблется в пределах от 71% до 87%. Содержание азота относительно высокое – до 15,84% при низком содержании углекислого газа – до 0,50% и водорода – до 0,08%. Отношение содержания суммы углеводородов к азоту в газе изменяется от 9 до 22. В среднем содержание углеводородов в пластовом газе в 12 раз больше содержания азота.

Таким образом, средний состав свободного газа в газоконденсатных залежах в объемных процентах составляет: метан до 82,8%, этан до 5,19%, пропан до 1,68%, изобутан до 0,28%, бутан до 0,44%, пентан + высшие до 0,648%, гелий до 0,39%, углекислый газ до 0,50%, азот до 7,86%.

Результаты исследований и их обсуждение

В условиях разработки многопластовых месторождений представляют интерес данные об изменении величины пластовых потерь конденсата при разном содержании остаточной нефти в пластовой газоконденсатной системе. Решение данного вопроса осуществляется экспериментально методом дифференциальной конденсации пластовой системы «конденсат – нефть» с различным процентным содержанием нефти в системе. Полученные нетривиальные закономерности показывают, что присутствие рассеянной нефти негативно влияет на процесс добычи газоконденсата [3, 4].

Определение влияния паров нефти на конденсатоотдачу осуществляется экспериментально на PVT-установке или на основании аналитических методов. Для расчета нефтесодержания в газоконденсатных системах применяются эмпирические формулы, учитывающие наличие остаточной нефти в смеси и основанные на применении уравнений состояния. Одним из наиболее современных методов прогнозирования многофазного равновесия в системе «многокомпонентная углеводородная система – пластовая нефть» является уравнение состояния и правила смешивания Хьюрона-Видала. Этот метод основан на совместном использовании уравнений состояния и коэффициентов активности. Пример диаграммы нефтегазоконденсатной системы при наличии рассеянной нефти представлен на рисунке 1.

В широком диапазоне термобарических условий для описания взаимодействия между тяжелыми фракциями нефти и другими компонентами пластовой системы широкое применение нашли методы, основанные на применении уравнений состояния (Сорейда-Витсона, Хьюрона-Видала, Кабади-Даннера).

Нефтегазоносность в пределах Северного блока Среднеботуобинского месторождения выявлена в четырех горизонтах – ботуобинском, улаханском-I, улаханском-II, талахском. Ботуобинский продуктивный горизонт распространен на всей площади Северного I, II и Восточного III блоков месторождения и представляет собой базальные отложения нижнебюкской свиты иктехской серии, залегающие на различных уровнях курсовской свиты. В пределах Среднеботуобинского месторождения при анализе толщин нижележащих отложений и характера взаимоотношения горизонта с ними на близлежащих с месторождением площадях (Хотого-Мурбайская, Тас-Юряхская, Юрегинская и др.) перерыв в осадконакоплении в предботуобинское время проявляется достаточно четко. Песчаники ботуобинского горизонта вытянуты полосой северо-восточного простирания. Развитием наибольших толщин характеризуется юго-восточная часть месторождения центрального блока, в северо-западном направлении толщина сокращается (до

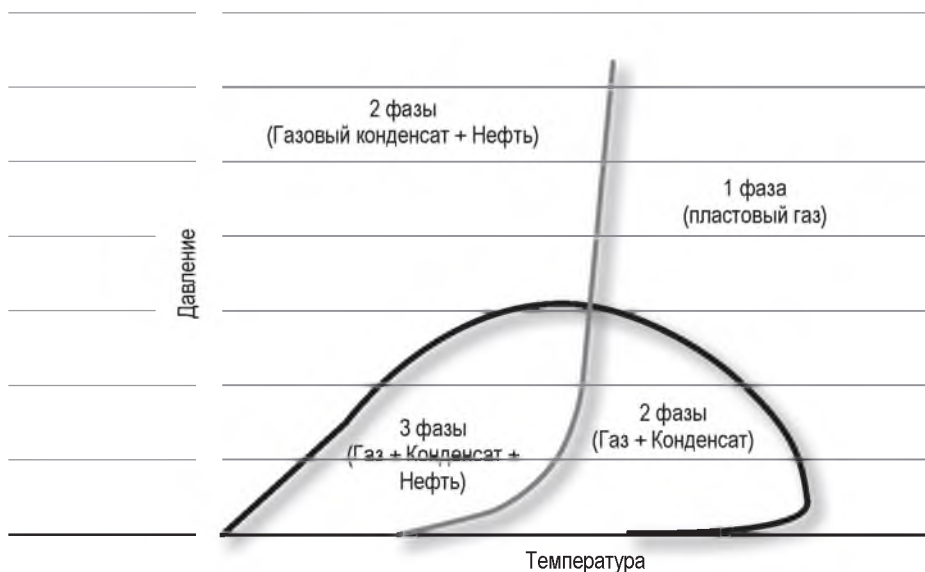


Рис. 1.

Диаграмма пластовой газоконденсатной системы при содержании в ней рассеянной нефти.

Fig. 1. Diagram of reservoir gas condensate system when it contains scattered oil.

1,4 м в скважине № 74), но исчезновение из разреза ботубинского горизонта происходит за пределами месторождения [5].

Ботубинская газоконденсатная залежь Северного блока по типу является пластовой сводовой, тектонически экранированной. Она осложнена двумя разломами, являющимися границей блока, разделяющим залежь на два блока – Северный I и Северный II, имеет длину 36 км и высота составляет 44,4 метра. Продуктивные отложения залегают на абсолютных глубинах от –1599,6 до –1554 метров. Газоконденсатная залежь Восточного блока III, вскрыта следующими скважинами: №СБт-8, №88, №96 и №90. В контур газоносности попадают только скважины № СБт-8 и №88. Залежь отделена от Северного и Восточного IV блоков разломами. На Северном блоке в общей сложности притоки газа дали 10 скважин в объеме от 21,3 тыс. м³/сут (№СБт-160) до 632 тыс.м³/сут (№ СБт-41). На Восточном блоке III промышленный приток газа дали скважины №СБт-8 и №88. Дебиты газа составили от 106,6 м³/сут (№ СБт-88) и 589 м³/сут (№ СБт-8). В пределах Северного блока I газовой контактной принята на абсолютной отметке –1584 м по

кровле пласта в скважине №СБт-24, где при испытании получен приток фильтрата $2,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ с притоком нефти с дебитом $1,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. На Северном блоке II газоводяной контакт принят на абсолютной отметке – 1599,6 м по данным ГИС в скважине №СБт-156. На Восточном блоке III газоводяной контакт принят на абсолютной отметке – 1591,3 метров по данным ГИС в скважина №88, газонасыщенные толщины изменяются от 3,2 м (№СБт-8) до 11,2 м (№СБт-88).

Улаханский продуктивный горизонт, представленный песчаниками, имеет ограниченное распространение и прослеживается только в Северном блоке II и северной части Северного блока I. Улаханский горизонт вскрыт скважинами №СБт44, №48, №74, №87, №99, №100, №156, №163. Наибольшая общая толщина вскрыта скважиной №СБт74 составила 16,2 м, наименьшая в скважине №СБт-48 составила 4,5 м. Газоконденсатная залежь по типу является пластовой, сводовой, тектонически экранированной. Она осложнена двумя разломами, являющимися границей Северного блока II. Залежь имеет длину до 9 км и высота залежи составляет 37,2 метров. Продуктивные отложения залегают на абсолютных глубинах от 1626,8 до 1589,4 м. Залежь вскрыта следующими скважинами (№СБт-48, №74, №99, №156, №163). Одна скважина (№СБт-87) попала в зону замещения коллектора. Притоки газа дали 5 скважин в объеме от 64,66 тыс.м³/сут (№СБт-99) до 117 тыс.м³/сут (№СБт-163). Газонасыщенная толщина изменяется до 11,0 метров район скважины (№СБт-156), наибольшие газонасыщенные толщины находятся в северной части, между скважинами №СБт-154 и №СБт-74. Газоводяной контакт вскрыт скважиной №СБт-74 на отметке в интервале 1626,8 м.

Талахский продуктивный горизонт приурочен к нижней части курсовской свиты венда, залегающей несогласно на породах кристаллического фундамента, и распространен на Северном блоке I. Он представлен переслаивающимися терригенными породами, сложного литологического состава. Наряду с песчаниками широкое распространение имеют алевролиты, гравелиты, аргиллиты с высокой естественной радиактивностью. Кроме того, встречается обломочный материал, представленный, главным образом, кварцитами, глинистыми агрегатами каолинит-гидрослюдистого состава, пирита, магнетита и др. Коллекторы горизонта приурочены, в основном, к сводовой части структуры Северного блока. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 17,2 м в районе скважины №СБт-41 до 1,1 м в районе скважины №СБт-54. Наблюдается закономерное уменьшение общих и эффективных толщин талахского горизонта в северо-западном направлении. Коэффициент пористости и проницаемость определена по лабораторным исследованиям керна в район скважины №СБт-41. В Северном бло-

Таблица 1. ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖЕЙ
Table 1. Main geological and technological characteristics of deposits

Наименование	Ботуобинский		Улаханский	Талахский
	северный I	северный II	северный II	северный I
Глубина залегания, м	1885	1915	1930	1915
Размеры (длина/ширина), км	29/7	7,5/6	9,5/7	28/7
Площадь газонастности, км ²	206,05	32,750	58,500	184,8
эффективная, м	3,4	5,2	6,4	9,3
газонасыщенная, м	2,8	2,8	3,9	5,6
Средняя газонасыщенность, доли. ед.	0,840	0,840	0,71	0,800
Пористость, доли. ед.	0,15	0,15	0,12	0,13
Проницаемость, мД	226	226	47	274,9
Начальное пластовое давление, МПа	14	14	14,1	13,78
Пластовая температура, °С	10,2	10,2	11	11
Относительная плотность газа при стандартных условиях	0,634	0,634	0,634**	0,634**
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа*с	0,024	0,024	0,024*	0,024*
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	4,25	4,25	4,25	4,25

* Принятое давление начала конденсации по ботуобинскому горизонту.

ке I при испытаниях талахского горизонта получены притоки из скважин №СБт-160, № 159 и № 41. Дебиты газа при испытании меняются от 40,1 до 123,6 тыс. м³/сут.

Результатах изучения свойств ботуобинского горизонта базируются на интерпретации материалов геофизических исследований скважин. При вскрытии залежи на экспериментальных промысловых жидкостях и ВИЭР коллектор выделялся по данным гидродинамического каротажа.

Таблица 2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПОРИСТОСТИ, ПРОНИЦАЕМОСТИ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО КЕРНОВЫМ ДАННЫМ
Table 2. Distribution of values of porosity, permeability and residual oil saturation according to core data

Показатели	Пористость (%)	Проницаемость (мД)	Остаточная нефтенасыщенность, (%)
Количество определений	1181	993	682
Среднее значение	15,8	562,4	14,0
Минимальное значение	3,8	2,4	1,5
Максимальное значение	21,8	5008	49,2
Мода	16,0	378,0	11,85
Медиана	14,0	40,0	10,1
Дисперсия	8,6	391762,8	56,7
Стандартное отклонение	2,92	625,91	7,53

Результаты физико-химических исследований проб конденсата проводились из скважин №СБт-27 и №44. Конденсат легкий (плотность 0,6833 – 0,7985 г/см³) и низкокипящий. При разгонке до 200 °С выкипает в среднем 90% конденсата. Практически эти конденсаты состоят только из бензиновой фракции. Содержание смол и асфальтенов незначительное, серы 0,29%, парафинов – 0,1%. По углеводородному составу конденсат метанового типа: содержание метановых фракций 81,42% весовых, нефтяных 9,76%, ароматических 8,82%. Содержание стабильного конденсата в пластовой системе 16,1 г/м³, относительная молекулярная масса от 80,0 до 94,0, потенциальное содержание конденсат в пластовом газе 30,9 г/м³. Плотность газоконденсатной смеси в стандартных условиях составляет 0,763, относительная плотность смеси по воздуху в стандартных условиях до 0,634. Приведённое давление к начальному пластовому составляет 3,08, приведённая температура 1,44. Исходя из приведенного выше состава и физико-химических свойств пластового газа и конденсата получена кривая пластовых потерь.

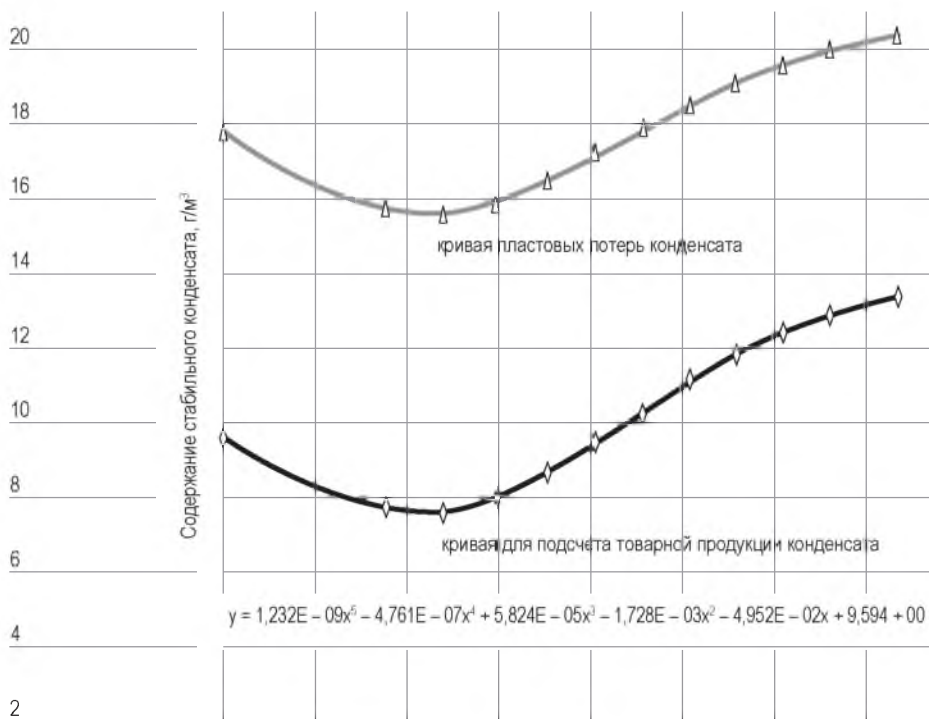


Рис. 2.

Кривые пластовых потерь стабильного конденсата.

Fig. 2. Curves of formation losses of stable condensate.

При расчете добычи стабильного конденсата учтено остаточное содержание конденсата в газе сепарации при давлении на входе в УКПГ не ниже 8,0 МПа и давлении в магистральном газопроводе 5,6 МПа. Коэффициент сверхсжимаемости газа, рассчитанный по уравнению Редлиха–Квонга в пластовых условиях составляет 0,76.

Притоки газа из ботубобинского горизонта получены в скважинах № СБт-41, № 48, № 54, № 87. Улаханский горизонт вскрыт в скважинах № СБт-48, № 54, № 74, № 87, № 99, № 100. При испытании улаханского горизонта в скважинах № СБт-48, № 74, № 99 получены промышленные притоки газа. Действующий проект разработки был составлен на утверждённые запасы газа по ботубобинскому горизонту 14,9 млрд м³, по улаханскому 3,7 млрд м³. Разработку намечено было осуществлять 21 эксплуатационной скважиной, в том числе 8 скважин из разведочного фонда (№ СБт-8, № 27, № 41, № 44, № 49, № 54) на ботубобинский горизонт скважинами № СБт-48, № 49 и на улаханский горизонт и тринадцать проектных скважин, в том числе 11 скважин (№ СБт-101, № 102, № 103, № 104, № 105, № 159, № 160, № 161, № 162, № 163, № 165) –

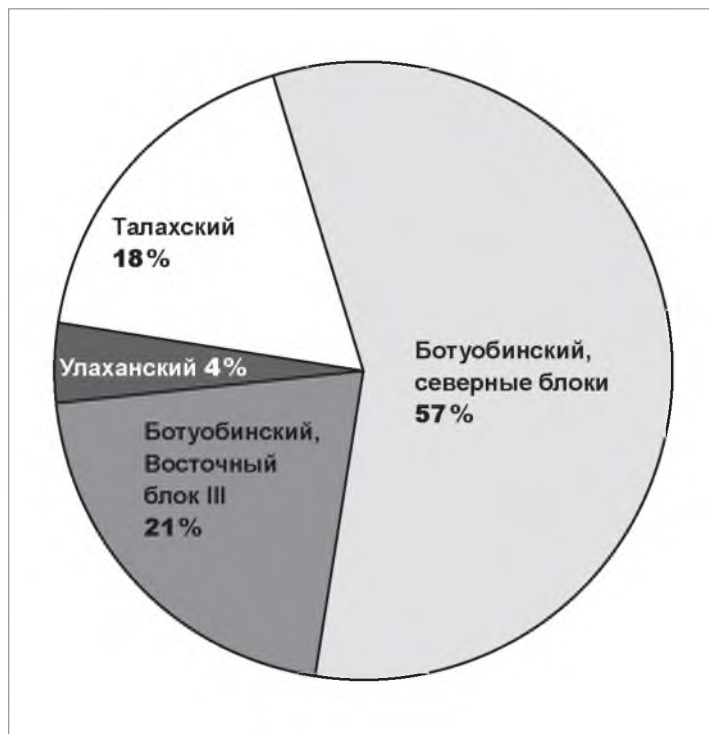


Рис. 3. Распределение накопленной добычи по горизонтам.
Fig. 3. Distribution of accumulated production by horizons.

на ботубинский горизонт и 2 скважины (№СБт-156, №157) – на улаханский.

В районе скважины №СБт-101 толщина газонасыщенной части ботубинского горизонта по результатам интерпретации ГИС составляет 6,3 м, однако в процессе испытания притока пластовой смеси не получено. Отсутствие притоков газа при испытании возможно из-за того, что в процессе вскрытия продуктивного пласта, который происходил на солевых растворах высокой плотности, происходило поглощение бурового раствора и закупорка призабойной зоны пласта. В скважине №СБт-156 при испытании улаханского горизонта дебит газа на штуцере 6 мм составил 83 тыс. м³/сут., при депрессии 2,65 МПа. В настоящее время расхождение между проектными и фактическими уровнями отбора газа на лицензионном участке ОАО «АЛРОСА-Газ» обусловлены наличием остаточной нефти в продукции скважин.

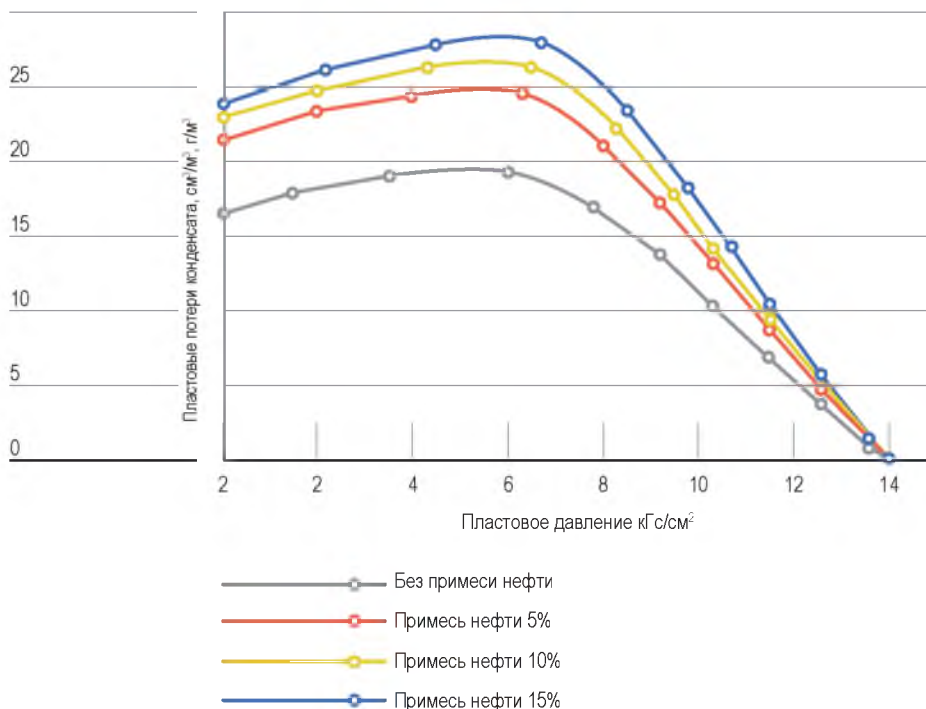


Рис. 4.

Зависимость потерь конденсата в залежи от присутствия паров нефти в пластовой газоконденсатной системе.

Fig. 4. Dependence of condensate losses in the reservoir on the presence oil vapor in the reservoir gas condensate system.

С целью выявления закономерностей, влияющих на изменение термодинамического состояния углеводородов в процессе реализации принятой системы разработки Среднеботуобинского месторождения была поставлена серия PVT-экспериментов. Исследования проводились на установке Vinci Technologies производство Франция по конденсации пластовой системы для определения влияния на величину извлечения конденсата паров нефти. Прогноз разработки залежи с примесью рассеянной нефти проводился методом дифференциальной конденсации. Результаты исследования проб пластовой смеси Среднеботуобинского НГКМ показаны на рисунке 4.

Комплекс исследований заключался в последовательном увеличении концентрации нефти многокомпонентной системы в PVT-ячейке от 5%, 10% до 15% масс от объема конденсата, содержащегося в пластовом газе. Опыты проводились на рекомбинированных пробах насы-

Таблица 4. ИЗМЕНЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ КИК ОТ ПРИМЕСИ НЕФТИ В КОНДЕНСАТЕ
Table 4. Change in CFC value from oil impurity in condensate

Наименование месторождение	Изменение величины КИК от доли примеси нефти в пластовом газе			
	Без содержания нефти в газоконденсатной смеси	содержания нефти в газоконденсатной смеси 5%	содержания нефти в газоконденсатной смеси 10%	содержания нефти в газоконденсатной смеси 15%
Средне-ботубинское месторождение	0,72	0,65	0,63	0,62

щенного конденсата и газа сепарации в соответствии с конденсатогазовым фактором (КГФ), замеренным при проведении промысловых испытаний. Результаты исследований представлены в таблице 4.

На основании полученных результатов РVT-исследований видно, что присутствие остаточной нефти в газоконденсатной системе снижает коэффициент извлечения конденсата (КИК). В связи с этим происходит интенсивный процесс распада, оказывающий существенное влияние на пластовые потери конденсата.

Выводы

Таким образом, эксперименты проводились на пробах газоконденсатной системы, отобранных из скважин эксплуатирующих Среднеботубинское НГКМ методом контактной и дифференциальной конденсации. Из полученной графической зависимости видно, что при наличии рассеянной нефти характер кривой «пластовых потерь» изменился. По данным эксперимента установлено, что увеличение содержания примеси нефти в газоконденсатной системе сопровождается понижением конденсатоотдачи.

Библиографический список

1. Грачев С.И., Краснова Е.И., Инякин В.В. и др. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 6 (55). С. 9–12.
2. Краснова Е.И., Островская Т.Д. Оценка увеличения продуктивности газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9. № 6 (49). С. 31.
3. Краснова Е.И. Влияние конденсационной воды на фазовые превращения углеводородов на всех этапах разработки. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 6. С. 44–47.
4. Краснов И.И., Михеева В.А., Матвеева М.В. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2006. № 2. С. 21–22.
5. Р.К. Катанова, Е.И. Инякина, Е.Е. Левитина, И.И. Краснов. Оценка потерь углеводородов в залежи пласта Т1-А при разработке Среднетюнгского месторождения. Научный журнал Северо-Кавказского федерального университета. Наука. Инновации. Технологии. 2020. № 4. С. 29–40.

References

1. Grachev S.I., Krasnova E.I., Inyakin V.V. etc. Forecasting of condensate production in the framework of monitoring the development of gas condensate deposits. // Academic journal of Western Siberia. 2014. T. 10. No. 6 (55). S. 9–12.
2. Krasnova E.I., Ostrovskaya ETC. Evaluation of Increased Productivity of Gas Condensate Wells at the Late Stage of Field Development Academic journal of Western Siberia. 2013. T. 9. No. 6 (49). P. 31.
3. Krasnova E.I. The effect of condensation water on the phase transformations of hydrocarbons at all stages of development. Proceedings of higher educational institutions. Oil and gas. 2012. No. 6. S. 44–47.
4. Krasnov I.I., Mikheeva V.A., Matveeva M.V. Experimental studies of the phase behavior of multicomponent gas condensate systems. Proceedings of higher educational institutions. Oil and Gas. 2006. No. 2. S. 21–22.
5. R.K. Katanova, E.I. Inyakina, E.E. Levitina, I.I. Krasnov. Assessment of hydrocarbon losses in the T1-A formation during the development of the Srednetyungskoye field. Scientific journal of the North Caucasus Federal University. The science. Innovation. Technologies. 2020. No. 4. P. 29–40.

**Поступило в редакцию 28.01.2021,
принята к публикации 01.03.2021.**

Об авторах

- Инякина** Екатерина Ивановна, к.т.н. доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета, тел. 89220428466,
E-mail: Injakinaei@tyuiu.ru
- Катанова** Розалия Кирилловна, зав. лабораторией, ассистент базовой кафедры «Нефтегазовое дело», МПТИ (ф) ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова», тел. 89141123507, E-mail: rose941101@mail.ru
- Инякин** Владислав Витальевич, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета, тел. 89129451250,
E-mail: injakinvv@tyuiu.ru;
- Альшейхли** Мохаммед Джавад Зейналабидин: к.т.н., заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело», Факультет инжиниринга, Киркукский университет, ИРАК, тел. 9647700993344, mohammed.jawad@uokirkuk.edu.iq

About the authors

- Inyakina** Ekaterina Ivanovna, Ph. D., associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University, tel. 89220428466, E-mail: Injakinaei@tyuiu.ru
- Katanova** Rozalia Kirillovna, head of laboratory, assistant of the Base Department of Oil and Gas, Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University, tel. 89141123507. E-mail: rose941101@mail.ru
- Inyakin** Vladislav Vitalevich, assistant of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University, tel. . 89129451250 injakinvv@tyuiu.ru;
- Alsheikhly** Mohammed Jawad Zeinalabideen, Ph. D., head of Petroleum Engineering Department, Petroleum Engineering Department, College of Engineering, University of Kirkuk, IRAQ, tel. 9647700993344, mohammed.jawad@uokirkuk.edu.iq