

ОЦЕНКА ПЛАСТОВЫХ ПОТЕРЬ КОНДЕНСАТА ПРИ НЕРАВНОМЕРНОМ ВВОДЕ ОБЪЕКТОВ В РАЗРАБОТКУ

Краснова Екатерина Ивановна, аспирант

Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет
625000, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 38
E-mail: krasnova.spe@gmail.com

Грачев Сергей Иванович, доктор технических наук, профессор

Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет
625000, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 38
E-mail: grachevsi@mail.ru

На основании выполненных на установке PVT-соотношений комплексных экспериментальных исследований фазового поведения рекомбинированных проб газа сепарации и насыщенного конденсата Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения установлено, что неравномерный отбор газа по площади залежи влияет на величину конечной конденсатоотдачи, так как приводит к увеличению его пластовых потерь. Таким образом, коэффициент извлечения конденсата (КИК), с учетом влияния фактора неравномерности ввода залежей по площади в разработку, заложенный в проекте, будет ниже величины конечного прогнозного КИК в сравнении с утвержденным на 6%.

Ключевые слова: состав газа, установка PVT-соотношений, экспериментальные исследования, фазовые процессы, конденсатоотдача, термодинамические условия.

ASSESSMENT OF THE FORMATION OF LOSSES CONDENSATE IN UNEVEN INPUT OF OBJECTS IN THE DESIGN

Krasnova Yekaterina I., Post-graduate student

Tyumen State Oil and Gas University
38 Volodarskogo st., Tyumen, Russian Federation, 625000
E-mail: krasnova.spe@gmail.com

Grachev Sergey I., D.Sc. in Technology, Professor

Tyumen State Oil and Gas University
38 Volodarskogo st., Tyumen, Russian Federation, 625000
E-mail: grachevsi@mail.ru

Based on the completed installation of PVT-relations comprehensive experimental study of the phase behavior of the recombined samples of separator gas and condensate rich Urengoy gas field found that the uneven selection of gas deposits on the area affected by the amount of the final condensate, since it leads to an increase in its reservoir losses. Thus, the condensate recovery factor (CIC), with the influence of the factor input uneven deposits on the area in the development inherent in the project, will be lower than the final projected CIC compared with the approved 6 %. In the design development all the productive strata of the Lower Cretaceous Urengoy field with regard to their position in the section, the thermodynamic conditions and the proximity of reservoir behavior and the saturating fluid, as well as other features organized into four operating facility. The phase of the condensate reservoir is extremely saturated. According to the "Draft Integrated Development Lower Urengoy field" as a recommended option of gas condensate reservoirs has been proposed to use without pressure maintenance, and provides for the development of each object in the first place, objects that do not contain oil rims (IV and I objects) and objects with oil rim (III and II objects) with the selection of gas 1,3–1,6 % of the approved reserves. At the

stage of exploration work was undertaken extensive field research, refine the current condensate losses as a result of special experimental RVT research. The following table shows the weighted average value of the potential content of condensate in reservoir gas in accordance with the approved place and recoverable reserves.

Key words: gas combination, PVT bomb, experimental research, phase process, condensate recovery, thermodynamic conditions

При проектировании разработки все продуктивные пласты нижнего мела Уренгойского месторождения с учетом их положения в разрезе, термодинамических условий, близости фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов, а также других особенностей объединены в четыре эксплуатационных объекта. По фазовому состоянию залежи предельно насыщены конденсатом. Согласно «Проекту комплексной разработки нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения», в качестве рекомендуемого варианта разработки газоконденсатных залежей была предложена их эксплуатация без поддержания пластового давления, а также предусматривалась пообъектная разработка, в первую очередь, объектов, не содержащих нефтяные оторочки (IV и I объекты) и объектов с нефтяными оторочками (III и II объекты) с отбором газа 1,3–1,6 % от утвержденных запасов. На стадии геолого-разведочных работ был выполнен большой объем промысловых исследований, уточнялись текущие потери конденсата по результатам специальных экспериментальных PVT-исследований. В таблице приведены данные по средневзвешенным величинам потенциального содержания конденсата в пластовом газе в соответствии с утвержденными геологическими и извлекаемыми запасами.

Таблица

**Данные о начальном потенциальном содержании конденсата
в пластовом газе по объектам разработки в УКПГ**

УКПГ	1АВ				2В			5В			8В			Всего по месторож- дению
Объект	IA	II	III	IV	II	III	IV	II	III	IV	IB	II	III	
Содержание конденсата в газе, г/м ³	34	156	254	299	153	161	209	157	163	197	83	157	161	170

В обосновании величины текущих пластовых потерь конденсата как для месторождения в целом, так и по объектам разработки был заложен принцип соблюдения пропорциональности отбора углеводородов по запасам всех залежей месторождения. Значения, полученные при обобщении результатов изучения представительных проб разведочных скважин на основе экспериментов, имитирующих процесс разработки залежи на истощение методом дифференциальной конденсации пластовой системы. При этом не учитывалось, что в условиях неравномерного ввода объектов в разработку и при наличии нефтяных оторочек наряду с дифференциальной конденсацией, отбор газа частично происходит в условиях контактной конденсации, способствующей увеличению пластовых потерь конденсата в залежи, а следовательно, и снижению конденсатоотдачи. Эффект контактно-дифференциальной конденсации проявляется при неравномерном вводе объектов в разработку. Анализ текущего состояния разработки нефтяных залежей – «Уточненный проект разработки залежей нефтяных оторочек Уренгойского месторождения» – показал наличие условий для контактной конденсации углеводородов в процессе разработки за счет опережающего падения пластового давления в нефтя-

ной части I участка в сравнении с газовой зоной на 25 % (пластовое давление в нефтяной зоне 17,6–19,5, в газовой – 22,0–24,0 МПа). Практика разработки месторождения выявила, что указанная динамика изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе не выполняется, отмечается существенный разбаланс ожидаемых ресурсов конденсата с добычей, пластовыми потерями и остаточными запасами углеводородов. Можно подчеркнуть, что при одновременной эксплуатации нескольких залежей в одном объекте разработки, в зависимости от режима работы скважины, наблюдается их взаимовлияние. Данные исследований по растворимости и фракционному составу тяжелых углеводородов по скважинам положены в основу расчета кривых изменения потенциального содержания конденсата, что позволило выполнить физическое моделирование фазового поведения углеводородных систем в процессе эксплуатации. ВНИИГАЗом были обработаны показатели замеров пластового давления по скважинам Уренгойского месторождения на момент их ввода в эксплуатацию, что позволило оценить долю контактной конденсации по эксплуатационным скважинам. Как показал анализ, с начальным пластовым давлением введено около 35 % скважин, в том числе 18 скважин по второму объекту, 30 % – по третьему, 12 % – по четвертому.

Таким образом, на основании выполненных комплексных экспериментальных РВТ-исследований проб газоконденсатной системы Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения установлено, что текущие пластовые потери конденсата, заложенного в проекте, значительно ниже реальных. С учетом данных влияния фактора неравномерности ввода залежей по площади в разработку, возможно снижение величины конечного прогнозного КИК в сравнении с утвержденным на 6 %.

Список литературы

1. Грицеко А. И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А. И. Грицеко, И. А. Гриценко, В. В. Юшкин, Т. Д. Островская. – Москва : Недра, 1995. – 342 с.
2. Краснов И. И. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем / И. И. Краснов, В. А. Михеева, М. В. Матвеева // Известия вузов. Нефть и газ. – 2006. – № 2. – С. 21–26.
3. Краснова Е. И. Влияние очередности выработки нефтяной и газоконденсатной залежи Ханчейского месторождения на конечную отдачу углеводородов : сб. докл. VIII Международного молодежного нефтегазового форума. / Е. И. Краснова. – Алматы, 2011. – С. 96–97.

References

1. Gritseko A. I., Gritsenko I. A., Yushkin V. V., Ostrovskaya T. D. *Nauchnye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem* [Scientific bases of the forecast of phase behavior of sheeted gas-condensate systems]. Moscow : Nedra, 1995, 342 p.
2. Krasnov I. I., Mikheeva V. A., Matveeva M. V. *Ekspperimentalnye issledovaniya fazovogo povedeniya mnogokomponentnykh gazokondensatnykh sistem* [Pilot studies of phase behavior of multicomponent gas-condensate systems]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz* [News of higher education institutions. Oil and gas], 2006, no. 2, pp. 21–26.
3. Krasnova Ye. I. *Vliyaniye ocherednosti vyrabotki neftyanoy i gazokondensatnoy zalezhi Khancheyskogo mestorozhdeniya na konechnuyu otdachu uglevodorodov : sbornik dokladov VIII Mezhdunarodnogo molodezhnogo neftegazovogo foruma* [Influence of sequence of development of an oil and gas-condensate pool of the Hancheysky field on final return of hydrocarbons: collection of reports of the VIII International youth oil and gas forum]. Almaty, 2011, pp. 96–97.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ПРИКАСПИЯ

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебрякова Оксана Андреевна, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Юго-восточная приморская нефтегазоносная зона Каспийского моря состоит из Прибалханской, Чикишляр-Окаремской и других зон нефтегазонакопления Туркмени. Указанные зоны продолжают на запад и уходят под воды Каспийского моря. Сейсморазведочными работами последних лет, а также морскими геолого-геофизическими исследованиями установлено непосредственное продолжение первой, основной линии складчатости, известной под названием Центрально-Прибалханской, до Апшеронского полуострова. Прослеживается на запад и вторая, Кызыл-Кумская – Кум-Дагская линия складчатости до структуры о. Огурчинский.

Ключевые слова: нефть, газ, конденсат, месторождение.

PETROLEUM DEVELOPMENT FEATURES GEOECOLOGICAL SOUTHEAST CASPIAN REGION

Serebryakov Andrey O., Senior Lecturer

Astrakhan State University
1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

Serebryakova Oksana A., Senior Lecturer

Astrakhan State University
1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

South-eastern coastal area of the Caspian Sea oil and gas is made up of Balkhan, Chikishlyar-Okaremskoy and other areas of oil and gas of Turkmenistan. Said zones extend to the west and go under the waters of the Caspian Sea. Seismic surveys in recent years, as well as marine geological and geophysical studies have established a direct continuation of the first, the main line of folding, known as the Central Balkhan, to the Apsheron Peninsula. Traced to the west and the second, the Kyzyl-Kum – Kum-Dag line to the structure of folding. Ogurchinsky. Geomorphologically Balkhan zone oil and gas, as well as all of the West Turkmen Basin, is a low plain, folded on the surface of the modern and young Quaternary sediments. The flat topography disturbed individual uvalovidnymi low elevations corresponding structurally central portions of local elevations (Cheleken Nebitdag, Monzhukly, Kum-Dag, etc.). Within Balkhan zones of petroleum oil deposits accommodation directly related to the change grittiness from west to east. Oil fields: Cheleken Koturtepe, Barsakelmes, Nebitdag, Kum-Dag and condensate field Kyzylkum confined to local brachyanticlinal elevations (Table 1). Cheleken oil (West and Dagadzhiksky area) on top of the red-colored strata of methane type, and their density at both sites decreases with depth. In the West at the top of red Cheleken thicker oil density 0,86 g/cm³, in the middle of red – 0,84 and bottom of red – 0,82 to Dagadzhike density respectively 0,88, 0,88, 0,87 g/cm³. Oil upper horizons are also characterized by a high content of naphthenic hydrocarbons and tar and some high paraffin content. Western oil Koturtepe low-sulfur, waxy, with a relatively high content of tar and light fraction. They refer to oils and naphthenic naphthene-methane type.

Key words: oil, gas, condensate, field.