

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТИ И ГАЗА

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА НА ХАРАКТЕР РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Логинова Марина Павловна, кандидат геолого-минералогических наук

Саратовский государственный университет
410026, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: Loginovamp@info.sgu.ru

Маврин Константин Алексеевич, доктор геолого-минералогических наук

Саратовский государственный университет
410026, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: KAM-1934@rambler.ru

В статье проанализированы современные геотермические условия основных нефтегазоносных комплексов, выявлены температурные и глубинные границы изменения фазового состояния залежей углеводородов. Сделаны выводы о возможности раздельного прогноза залежей различных по составу флюидов на рассматриваемой территории.

Ключевые слова: геотермический режим, геотермический градиент, нефтегазоносные комплексы, фазовое состояние, геоизотермы, температурные аномалии.

EFFECT OF TEMPERATURE TO NATURE OF PLACEMENT OF HYDROCARBON POOLS IN THE VOLGA-URAL PROVINCES

Loginova Marina P., C.Sc. in of Geology and Mineralogy

Saratov State University
83 Astrahanskaya st., Saratov, Russian Federation, 410026
E-mail: Loginovamp@info.sgu.ru

Mavrin Konstantin A., D.Sc. in of Geology and Mineralogy

Saratov State University
83 Astrahanskaya st., Saratov, Russian Federation, 410026
E-mail: KAM-1934@rambler.ru

The article analyzes the conditions of modern geothermal major hydrocarbon complexes, The temperature and depth limits of variation of the phase state of hydrocarbon deposits. The conclusions about the possibility of separate prediction deposits of different composition of fluids in the observed area. Temperature conditions have a significant influence on the processes of petroleum hydrocarbon deposits and placement of various physical and chemical composition, and phase state. Works of V.F. Erofeev (1970, 1973); V.S. Lazarev, V.D. Nalivkinym, S.G. Neruchev (1971); L.A. Polster, Yu.A. Viskovsk, V. I. Vysotsk (1976) for various regions

confirmed K.K. Landes pattern set (1967, 1970.) in the placement of oil and gas pools in the vertical section, depending on the temperature conditions. Zoning in the distribution of oil and gas depending on the geothermal regime traced both in the vertical section, and in the area of development of productive complexes in the oil and gas basins. Studies conducted in various oil and gas basins of ancient and young platforms (Ural-Volga, Dnieper-Donets Basin, the Caucasus, etc.), found that the predominant area of oil accumulation and allocation of oil are confined to areas of moderate temperatures (40° – 100° C), oil and gas, condensate and gas fields – the fields of high temperature (110° – 130° and more).

Key words: geothermal regime, geothermal gradient, oil and gas complexes, the phase state, geozoterm, temperature anomalies.

Температурные условия оказывают существенное влияние на процессы нефтегазообразования и размещения залежей УВ различного физико-химического состава и фазового состояния. Работы, проведенные В.Ф. Ерофеевым (1970, 1973 гг.), В.С. Лазаревым В.Д. Наливкиным, С.Г. Неручевым, (1971 г.), Л.А. Польстер, Ю.А. Висковским, В.И. Высоцким, 1976 г. для различных регионов подтвердили закономерность, установленную К.К. Ландес (1967, 1970 гг.) в размещении залежей нефти и газа в вертикальном разрезе бассейнов в зависимости от температурных условий [2].

Зональность в размещении залежей нефти и газа в зависимости от геотемпературного режима прослеживается как в вертикальном разрезе, так и по площади развития продуктивных комплексов в нефтегазоносных бассейнах. Исследованиями, проведенными в различных нефтегазоносных бассейнах древних и молодых платформ (Урало-Поволжье, Днепровско-Донецкая впадина, Предкавказье и др.), установлено, что зоны преимущественного нефтенакопления и размещения залежей нефти приурочены к областям умеренных температур (40° – 100° C), нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых залежей – к областям повышенных температур (110° – 130° и более) [1, 3–5].

Приуроченность нефтяных залежей к областям пониженных, а газовых и газоконденсатных – к областям повышенных температур была отмечена и для юго-востока Русской платформы (Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник, 1975 г.) [2].

Рассматриваемая с целью прогноза фазового состояния залежей углеводородов территория Волго-Уральской нефтегазоносной провинции включает Бузулукскую впадину, Восточно-Оренбургское валообразное поднятие и Соль-Илецкий выступ.

Для выявления температурных и глубинных границ, на которых происходит смена фазового состояния залежей углеводородов, как по площади, так и по вертикальному разрезу исследовались основные «терригенные» нефтегазоносные комплексы юго-востока Волго-Уральской антеклизы: эйфельско-нижнефранский и визейский. Для них построены схематические карты геоизотерм (рис. 1 а, б), отражающие современный геотермический режим недр, и графики зависимости фазового состояния залежей от температуры и глубины залегания комплексов (рис. 2 а, б). При построении карт и графиков использовались замеры пластовых температур, глубины залегания продуктивных отложений в обозначенных комплексах по 158 месторождениям. Средний геотермический градиент, используемый для построения карт геоизотерм описываемых нефтегазоносных комплексов, составляет $2,5^{\circ}/100$ м.

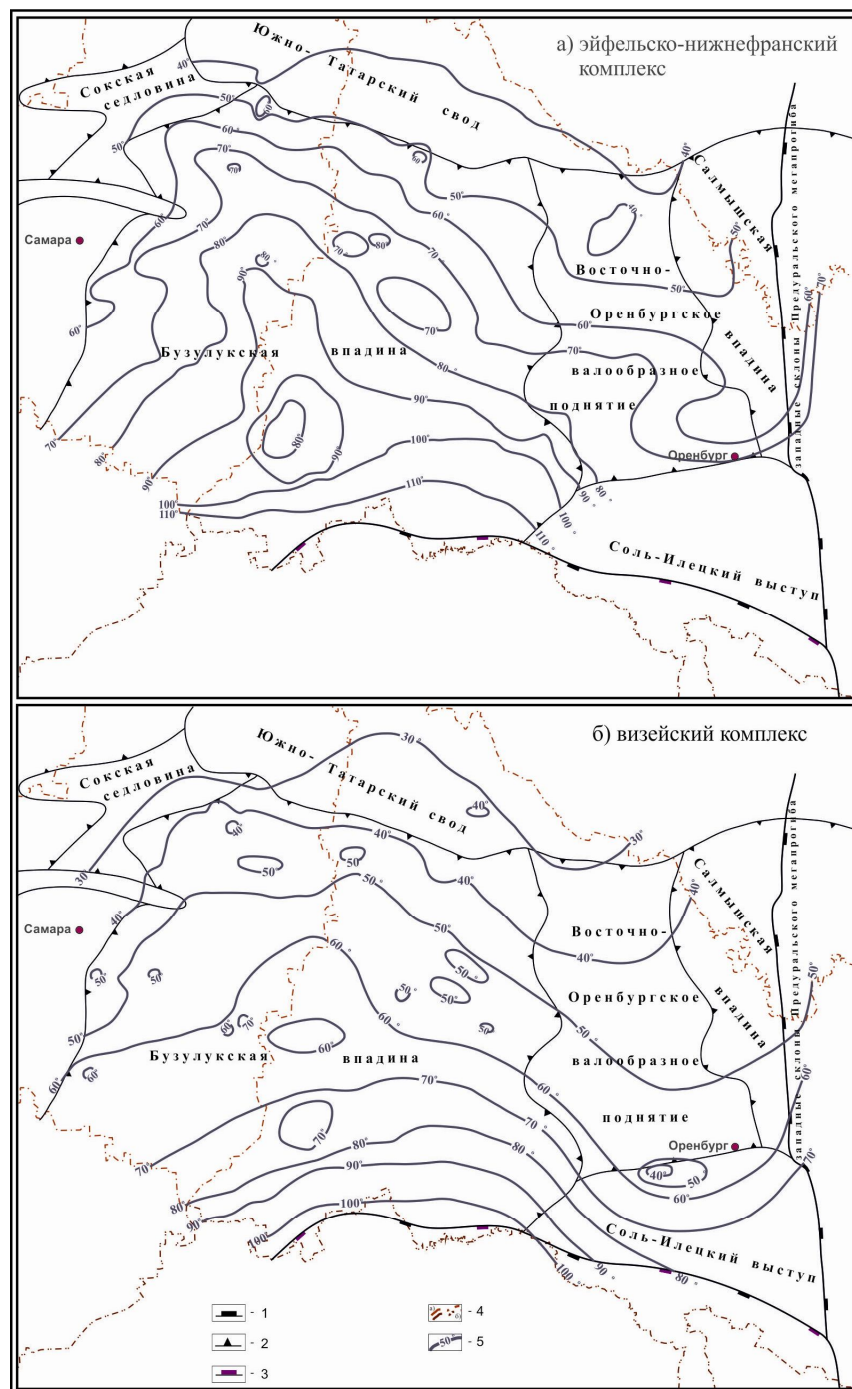


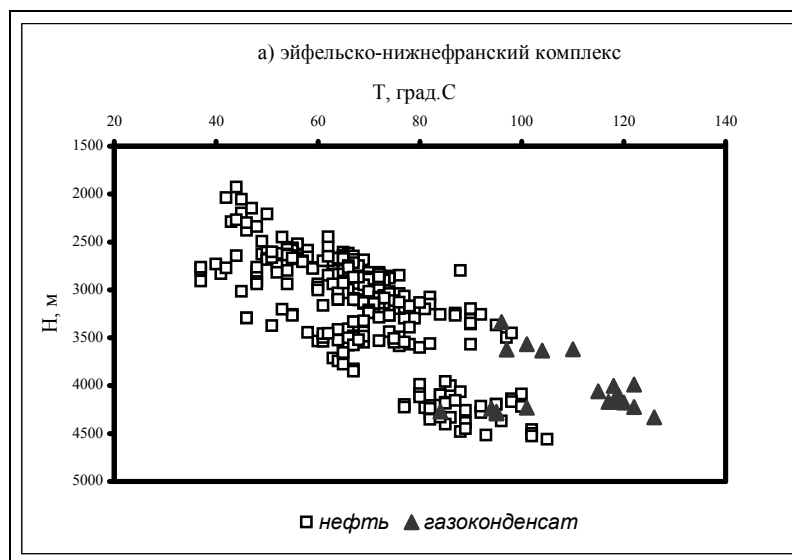
Рис. 1. Схематические карты геоизотерм эйфельско-нижнефранского (а) и визейского (б) нефтегазоносных комплексов. Условные обозначения: 1-границы крупнейших тектонических элементов; 2 - границы крупных тектонических элементов; 3 - нижнепермский бортовой уступ Прикаспийской мегавпадины; 4 - а) административная граница, б) государственная граница; 5 - геоизотермы, °С.

Эйфельско-нижнефранский нефтегазоносный комплекс (рис. 1, а). Глубины залегания комплекса изменяются в широких пределах от 1800 м до 5500 м и более. Более резко глубины увеличиваются с севера на юг, и в меньшей степени, с запада на восток, при общем региональном наклоне на юго-восток. В пределах

рассматриваемой территории температуры в кровле комплекса в региональном плане возрастают с севера на юг от южного склона Южно-Татарского свода в направлении бортовой зоны Прикаспийской впадины. Интервал изменения температур составляет от 40° до 120° и более. С запада на восток температуры увеличиваются от 60° до 90° . Минимальные значения температур отмечаются на севере Восточно-Оренбургского валообразного поднятия и Бузулукской впадины, максимальные – на юге Бузулукской впадины. На фоне общего возрастания температур с севера на юг и с запада на восток, в пределах Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского сводового поднятия выявляются аномалийные участки пониженных и повышенных температур.

Низкотемпературные аномалии отмечаются в центральной части Бузулукской впадины в районе Никифоровского, Воробьевского, Пронькинского, а также Могутовского и Воронцовского месторождений. В южной части впадины выделяется низкотемпературный участок, включающий территорию Грачевского, Сахаровского, Гаршинского, Конновского, Росташинского, Давыдовского, Зайкинского и В.Зайкинского месторождений. В северной части Восточно-Оренбургского валообразного поднятия низкотемпературный участок выделен в районе Родниковского, Нетьевского и Николаевского месторождений.

Схематическая карта геоизотерм эйфельско-нижнефранского нефтегазового комплекса отражает сложный характер распределения современных температур в кровле комплекса. В центральной части Бузулукской впадины изотермы с повышенными значениями заливообразно вытянуты в северо-западном направлении, в то время как в южной части впадины они ориентированы субширотно. Такое их расположение, вероятно, является отражением сложного блокового строения и соответствующей ориентировки разрывных нарушений в фундаменте и терригенном комплексе девона в пределах Бузулукской впадины. Менее сложной, субширотной ориентировкой геоизотерм характеризуется Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, в пределах которого происходит их смещение в южном направлении, отражая более низкие температурные условия в кровле комплекса по сравнению с теми же широтами в пределах Бузулукской впадины.



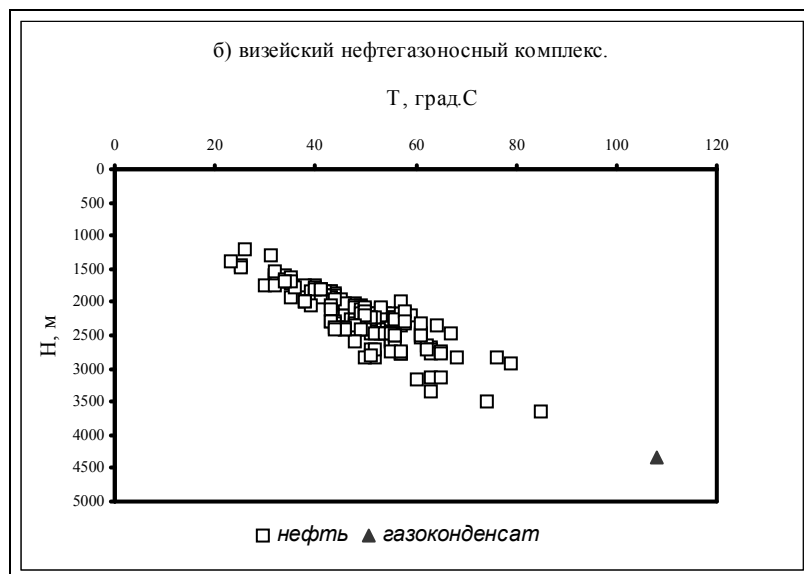


Рис. 2. Графики зависимости состава флюида от температуры и глубины

Зоны пониженных температур на юге, центральной части Бузулукской впадины, севере Восточно-Оренбургского поднятия обусловлены влиянием мощных толщ кунгурских солей, пластовых солей казанского возраста и весьма развитой в геологическом строении этой территории солянокупольной тектоники.

Визейский нефтегазоносный комплекс (рис. 1, б). Глубины залегания комплекса изменяются от 1200 м до 4500 м и более, при той же направленности изменения глубин, что и в выше описанном комплексе. Температуры комплекса на изучаемой территории изменяются с севера на юг от 22°–24° на южном окончании Южно-Татарского свода (Матросовское, Тат-Кандызское месторождения) до 80°–108° и более, соответственно на юге Соль-Илецкого выступа и Бузулукской впадины (Долинное месторождение). С запада на восток температуры возрастают от 40° до 70°.

На фоне выявленной закономерности увеличения температур с севера на юг и юго-восток выделяются также участки аномально повышенных и пониженных температур.

Низкотемпературные участки, выявленные в южной, центральной и восточной частях Бузулукской впадины в эйфельско-нижнефранском комплексе, находят отражение и в визейском комплексе. К примеру, в центральной части Бузулукской впадины участок, включающий Ю.Спиридоновское, Коммунарское, Тананыкское, Долговское, Курманаевское, Бобровское месторождения, на востоке – участок, включающий Покровское, Пронькинское, Баклановское, Родинское, Руслановское месторождения, а также локальный участок на юге впадины, объединяющий Гаршинское, Широкодольское, Росташинское месторождения.

В пределах Восточно-Оренбургского валообразного поднятия происходит равномерное увеличение температур в южном направлении, которое прослеживается и в границах Соль-Илецкого выступа. При этом, на фоне возрастающих температур в северной части Соль-Илецкого выступа наблюдается также низкотемпературный участок.

Распределение геоизотерм на схематической карте визейского нефтегазоносного комплекса имеет более простые очертания и носит субширотный характер. Выявленные участки относительно повышенных и пониженных

температур укладываются в общую закономерность увеличения температур в южном направлении и отражают особенности геологического строения локальных участков в пределах описываемой территории. На Восточно-Оренбургском валообразном поднятии сохраняется смещение геоизотерм в южном направлении, как и на карте эйфельско-нижнефранского комплекса. Выявленные зоны и участки повышенных и пониженных температур связаны с проявлением внутрипластовой вертикальной миграции, развитием солей и соляной тектоники.

Сравнивая между собой температурный режим эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов, следует отметить, что эйфельско-нижнефранский комплекс, в пределах южной части Бузулукской впадины и заливообразного участка в ее центральной части, характеризуется более напряженным температурным режимом (90° – 110°). В визейском комплексе температурная зона (90° – 100°) развита лишь в узкой полосе на крайнем юге Бузулукской впадины. Обширная зона повышенных температур и локальные участки аномальных температур в пределах Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского валообразного поднятия более четко выражены в эйфельско-нижнефранском комплексе. В визейском комплексе они, в основном, также находят отражение, но становятся более сглаженными и уменьшаются в размерах.

Описанный геотермический режим эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов позволяет проследить изменение фазового состояния залежей углеводородов, выявленных в этих комплексах, по площади их развития.

Так, залежи нефти, выявленные в эйфельско-нижнефранском комплексе в пределах рассматриваемой территории, находятся, в основном, в температурном диапазоне от 40° до 90° . Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи характеризуются температурами более 90° (Перелюбское, Разумовское, Зап. Вишневское, Куцебовское, Долинное и др. месторождения).

Крупной низкотемпературной аномалии на юге Бузулукской впадины соответствуют Грачевское, Сахаровское, Гаршинское, Конновское, Росташинское, Давыдовское и В. Зайкинское нефтяные месторождения. В то время как расположенные рядом (Зоринское, Зайкинское и др.) месторождения, за пределами аномалии, между геоизотермами 90° и 110° являются нефтегазоконденсатными, то есть температурную границу 90° можно расценивать как нижнюю границу переходной зоны изменения фазового состояния и состава залежей в эйфельско-нижнефранском комплексе.

Нефтяные залежи в визейском комплексе выявлены, в основном, в температурном диапазоне от 30° до 90° . Газоконденсатные залежи выявлены лишь в узкой зоне сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин за пределами изотермы 100° (Долинное месторождение). По сравнению с эйфельско-нижнефранским комплексом зона размещения нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей является более узкой по площади развития комплекса.

Построенные графики (рис. 2а, б) отражают характер изменения фазового состава залежей в зависимости от температур и глубин залегания.

Так, на графике (рис. 2, а), характеризующем состав залежей в эйфельско-нижнефранском комплексе, температурная граница (90°) появления в разрезе нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей соответствует глубине 3500 м. Ниже этой глубинной границы размещаются и нефтяные залежи, но как показывает график, как правило, при более низких температурах. Температурный интервал 90° – 110° является переходной зоной в изменении состава залежей. Температура более 110° определяет газоконденсатный состав залежей. Основная же часть нефтяных залежей приходится на температурный интервал от 40° до 90° .

На графике, характеризующем состав залежей в визейском комплексе (рис. 2, б), граница возможного размещения нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей проходит также на глубине 3500 м при температурном режиме более 90°. Для более низких температур и меньших глубин характерны, в основном, нефтяные залежи.

Таким образом, с учетом выявленных температурных и глубинных границ для описанных эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов можно проводить раздельный прогноз фазового состояния залежей углеводородов. Температурный интервал 90°–110° является переходной зоной, в которой возможно размещение нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей. В латеральном плане это обширный участок юга Бузулукской впадины, частично захватывающий и центральную ее часть. Для температур более 110° характерно развитие преимущественно газоконденсатных залежей. По площади развития комплексов это соответствует крайнему югу Бузулукской впадины (зоне сочленения с Прикаспийской синеклизой). Глубины размещения нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей более 3500 м. Остальные участки развития комплексов в пределах Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, Соль-Илецкого выступа с температурным режимом и глубинными условиями залегания характерны для размещения нефтяных залежей.

Указанные особенности в размещении залежей углеводородов, различных по фазовому состоянию, позволяют более обоснованно прогнозировать фазовое состояние залежей углеводородов основных нефтегазоносных комплексов на любом участке рассматриваемой территории.

Список литературы

1. Барс Е. А. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области / Е. А. Барс, М. И. Зайдельсон. – Москва : Недра, 1973. – 279 с.
2. Зорькин Л. М. Нефтегазопойсковая гидрогеология / Л. М. Зорькин, М. И. Суббота, Е. В. Стадник. – Москва : Недра, 1982. – 216 с.
3. Осадчий В. Г. Геотермические критерии нефтегазоносности недр / В. Г. Осадчий, А. И. Лурье, В. Ф. Ерофеев. – Киев : Наукова думка, 1976. – 143 с.
4. Панченко А. С. Раздельное прогнозирование залежей газа и нефти / А. С. Панченко. – Москва : Недра, 1985. – 199 с.
5. Хаджикулиев Я. А. Гидрогеологические закономерности формирования и размещения скоплений газа и нефти / Я. А. Хаджикулиев. – Москва : Недра, 1976. – 335 с.

References

1. Bars Ye. A., Zaydelson M. I. *Gidrogeologicheskie usloviya formirovaniya i razmeshcheniya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Volgo-Uralskoy oblasti* [Hydrogeological conditions of formation and placement of oil and gas fields of the Volga-Ural area]. Moscow: Nedra, 1973, 279 p.
2. Zorkin L. M., Subbota M. I., Stadnik Ye. V. *Neftegazopoyiskovaya gidrogeologiya* [Oil and gas search hydrogeology]. Moscow: Nedra, 1982, 216 p.
3. Osadchiy V. G., Lure A. I., Yerofeev V. F. *Geotermicheskie kriterii neftegazonosti neдр* [Geothermal criteria of oil-and-gas content of a subsoil]. Kiev: Naukova dumka, 1976, 143 p.
4. Panchenko A. S. *Razdelnoe prognozirovaniye zalezhey gaza i nefiti* [Separate forecasting of deposits of gas and oil]. Moscow: Nedra, 1985, 199 p.
5. Khadzhikuliev Ya. A. *Gidrogeologicheskie zakonomernosti formirovaniya i razmeshcheniya skopleniy gaza i nefiti* [Hydrogeological regularities of formation and placement of congestions of gas and oil]. Moscow: Nedra, 1976, 335 p.

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