УДК 553.982.2

М.Ю. Рябчевских, И.А. Козлова
M.Yu. Ryabchevskih, I.A. Kozlova

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Perm National Research Polytechnic University

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИЗЕЙСКОГО ОБЪЕКТА ПИХТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

REFINEMENT OF THE GEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE OBJECT VISEAN PIHTOVOYE FIELD TO INTENSIFY PRODUCTION

Анализ геологических и промысловых характеристик визейского объекта Пихтового месторождения показал, что отстающие от проектных показателей темпы добычи нефти, нестабильное пластовое давление и неустойчивые дебиты, говорят о неэффективности применения системы поддержания пластового давления в залежи. Выявлены геологические и технические причины неполного охвата площади залежи процессом вытеснения, произведен подсчет остаточных запасов, прилегающих к зоне литологического замещения, с целью установления необходимости проведения геолого-технологических мероприятий, способствующих увеличению добычи нефти и вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов визейского объекта. Даны рекомендации по освоению участков с недостаточной выработкой запасов и уточнению геологических характеристик залежи вблизи зоны литологического замещения.

Analysis of geological and field characteristics of the object fir Visean deposits showed that keeping up with the design performance oil production rates, reservoir pressure is unstable and unsustainable production rates indicate inefficiencies in the use of reservoir pressure maintenance system. Thus, in this study were identified geological and technical reasons for incomplete coverage area of the sweep deposits, made count of remaining reserves, areas adjacent to the lithologic replacement for the purpose of the need for geotechnical activities contributing to increased oil production and involvement in the development of stranded Visean object. The result of this work is recommended for the development of areas with insufficient production of inventories and refinement of the geological characteristics of the reservoir near the zone lithology substitution.

Ключевые слова: визейский эксплуатационный объект, интенсификация добычи, система поддержания пластового давления, зона литологического замещения коллектора, геолого-технологические мероприятия, трудноизвлекаемые запасы, бурение боковых стволов, поздняя стадия разработки, терригенный коллектор, обводненность, давление насыщения, коэффициент извлечения нефти, фильтрационно-емкостные свойства, заводнение, коэффициент нефтенасыщенности, дебит.

Keywords: Visean production facility, the intensification of production, reservoir pressure maintenance system, the substitution zone lithologic reservoir, geological and technological activities, as reserves, sidetracking, late stage development, sandstone reservoirs, water cut, saturation pressure, the oil recovery factor, filtration-reservoir properties, flooding, oil saturation coefficient, flow rate.

Пихтовое месторождение открыто в 1982 г. в результате поисково-разведочного бурения. В административном отношении Пихтовое месторождение нефти расположено в Добрянском районе (рис. 1). На данный момент все эксплуатационные объекты месторождения находятся на третьей стадии разработки.

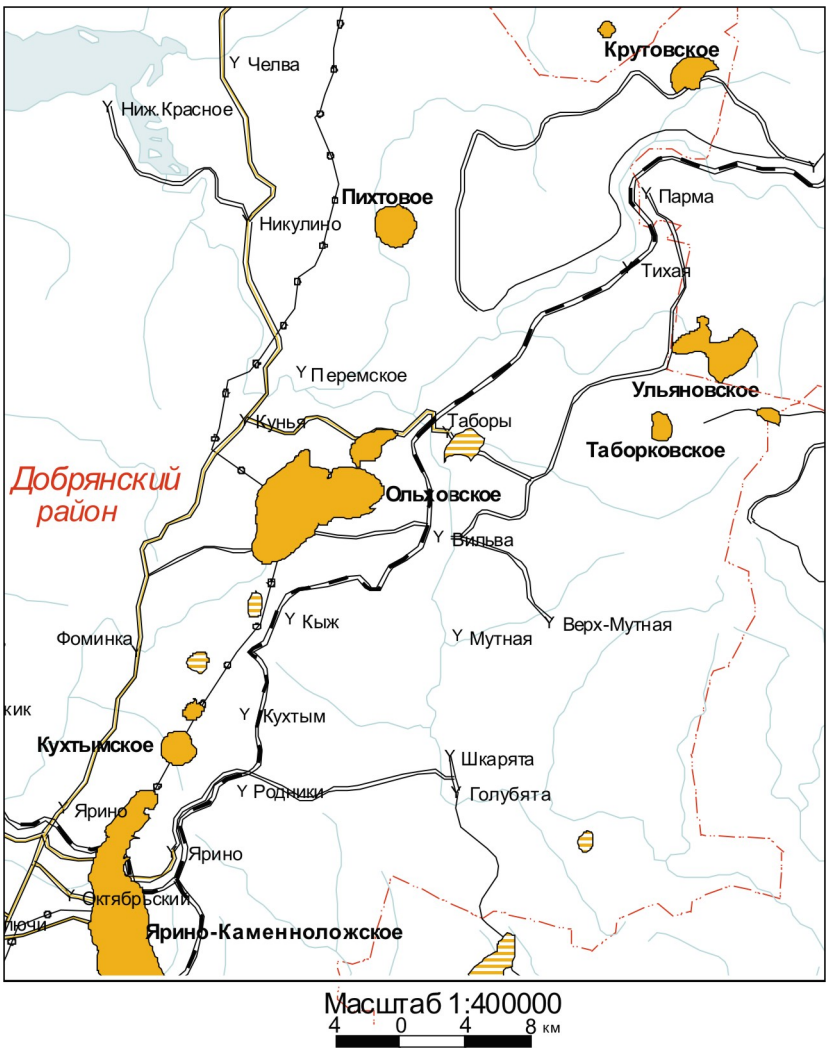

Рис. 1. Выкопировка Пихтового месторождения из обзорной карты

В процессе освоения визейской залежи было установлено, что площадь нефтеносности имеет меньшие размеры из-за наличия в центральной части залежи зоны литологического замещения коллекторов, пересекающей ее с севера на юг. В связи с этим в 1991 г. изменили систему поддержания пластового давления (ППД) с приконтурного заводнения на очаговое, чтобы выработать как основные запасы, так и трудноизвлекаемые, примыкающие к зоне литологического замещения [1].

К настоящему времени, при падающих показателях добычи, увеличении обводненности продукции и падении пластового давления практически нетронутыми остаются запасы, прилегающие к зоне замещения.

Таким образом, вопрос стоит об уточнении геологических характеристик территорий, прилегающих к зоне литологического замещения, с целью выработки трудноизвлекаемых запасов путем бурения боковых стволов в участки, не освещенные бурением, переводом скважин с нижележащего объекта и создании новых очагов ППД [2].

Уточнение геологических характеристик визейского объекта Пихтового месторождения. Проанализировав геологические и промысловые характеристики пласта Бб Пихтового месторождения, можно отметить, что отстающие от проектных показателей темпы добычи нефти, нестабильное пластовое давление, неустойчивые дебиты и другие фактические показатели по залежи говорят о неэффективности применения в ней системы ППД. Из этого следует, что необходимо выявление геологических и технических причин неполного охвата площади залежи процессом вытеснения. Необходимо провести геологический анализ визейской залежи Пихтового месторождения с целью увеличения нефтеотдачи и рациональной выработки запасов для достижения запроектированного коэффициента извлечения нефти [3].

Для более полного анализа всю залежь можно разделить на 5 блоков добывающих скважин: северный (скв. 302, 204, 306), восточный (скв. 208, 315), южный (скв. 174, 316, 321), западный (скв. 173, 211) и центральный (скв. 402, 191, 319, 212).

По карте коэффициентов нефтенасыщенности на начальном этапе разработки (рис. 2) можно отметить, что на всей залежи средняя нефтенасыщенность равна 0,7 и на всех блоках присутствуют участки с нефтенасыщенностью, равной 0,8.

По карте коэффициентов нефтенасыщенности за 2006 г. (рис. 3) можно отметить, что в центральном, южном и восточном блоках коэффициент нефтенасыщенности в среднем ниже 0,4, что говорит о достаточной разработке рассматриваемых участков. В северном и западном блоках коэффициент нефтенасыщенности в среднем составляет 0,7, что говорит о недостаточной их разработке. Это может быть связано с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора, участками замещения коллектора плотными породами и редкостью сетки добывающих скважин.

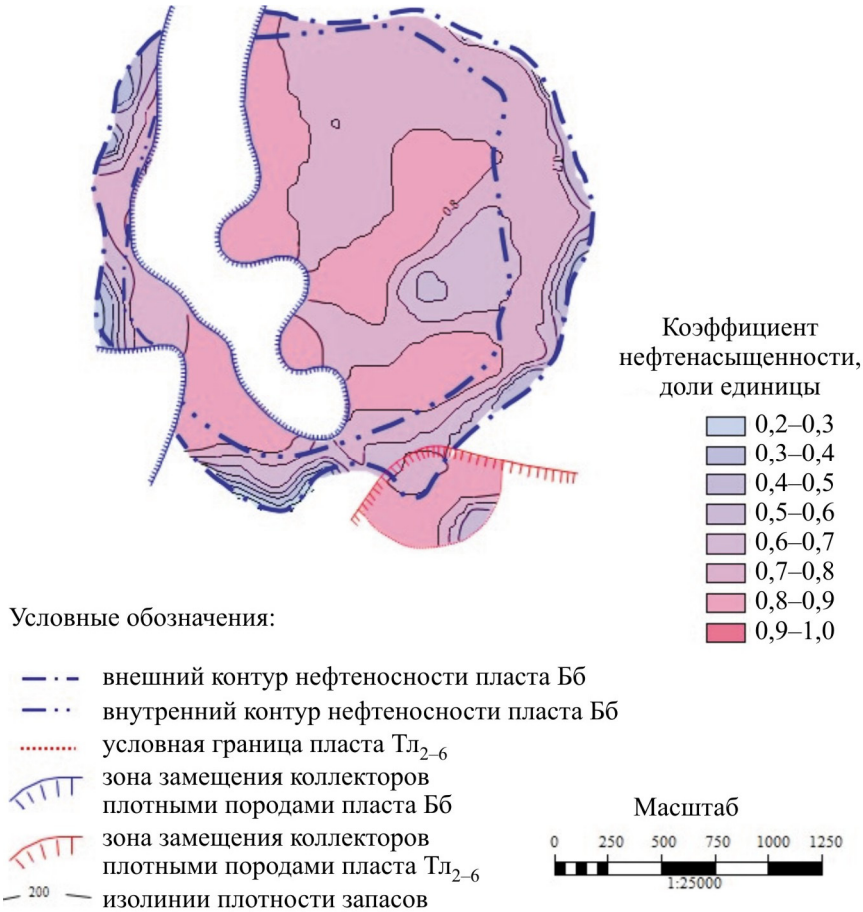

Рис. 2. Карта коэффициента нефтенасыщенности на начальный период

С начала разработки залежи пластов $Тл_{2б}$, Бб пластовое давление снизилось от 21,9 до 12,0 МПа. В данный момент в большинстве добывающих скважин давление насыщения ($P_{нас}$ = 11,23 МПа) превышает пластовое давление или близко к нему (среднее значение $P_{пл}$ = 11,26 МПа), что ведет к дегазации нефти и энергетическому истощению скважины. Анализируя карты изобар (рис. 4), можно сказать, что все добывающие скважины образуют локальные воронки депрессии пластового давления, что говорит о недостаточной эффективности системы ППД.

Рассматривая залежь по блокам, можно отметить, что нагнетательная скв. 319, расположенная в центральной части (внутриконтурное, очаговое заводнение), воздействует на северный, восточный, и центральный блоки. Несмотря на высокий объем закачки воды в пласт, пластовое давление продолжает снижаться или находится в районе давления насыщения.

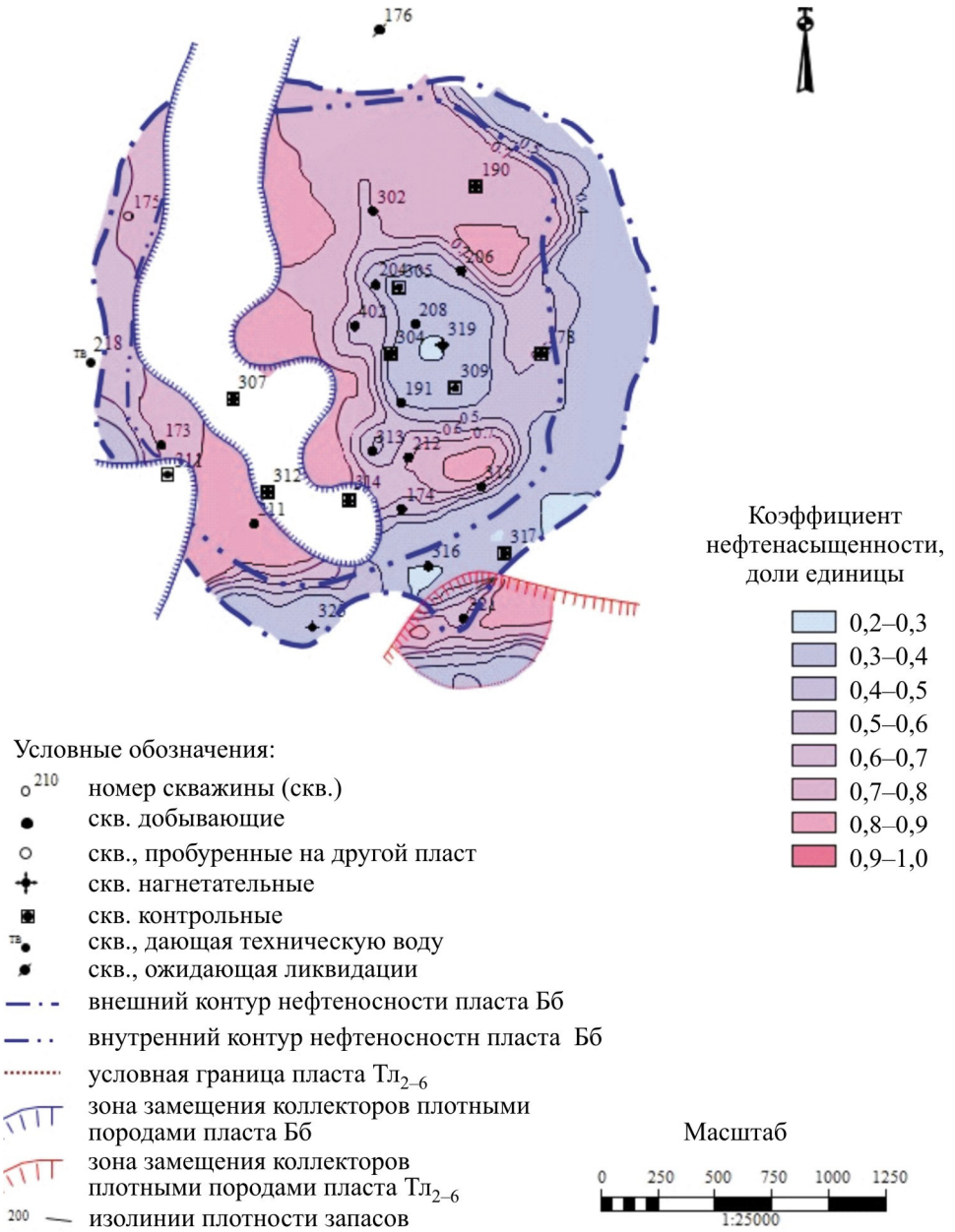

Рис. 3. Карта коэффициента нефтенасыщенности, 2006 г.

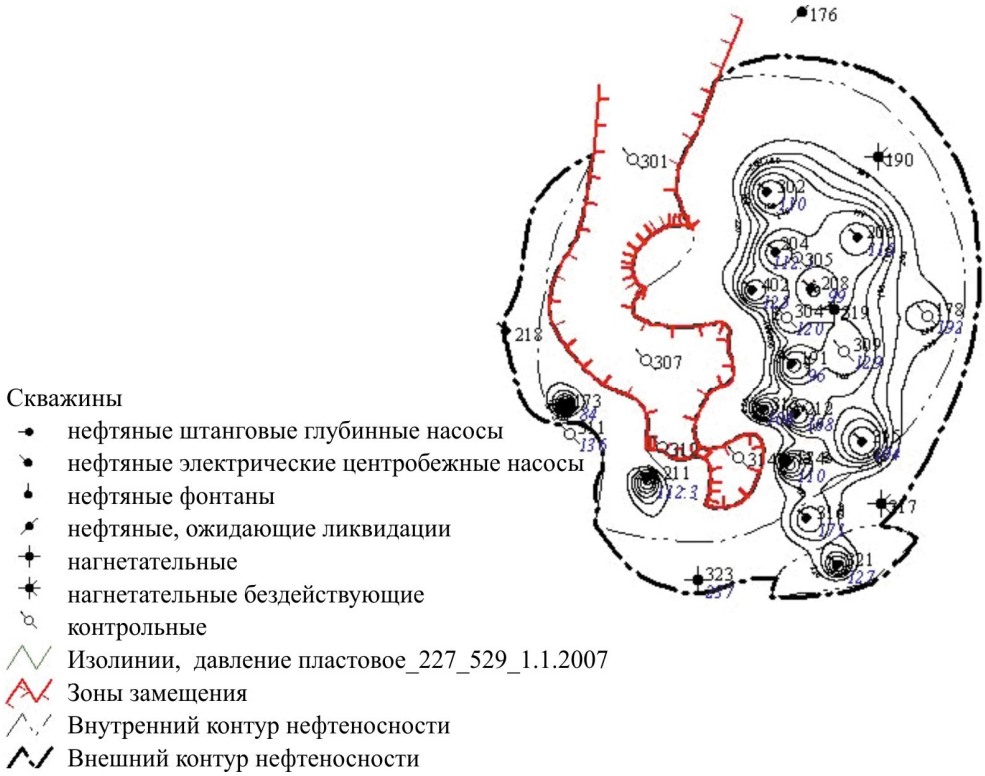

Рис. 4. Карта изобар

Нагнетательная скв. 323, расположенная в южной части залежи (приконтурное заводнение), воздействует на южную и западную части. В скв. 321, 316, 211 $P_{пл}$ находится выше $P_{нас}$. В скважине 173 $P_{пл}$ ниже $P_{нас}$, что говорит о недостаточной эффективности системы ППД [4].

В настоящее время залежь разрабатывается при очаговом заводнении в две скважины (скв. 319, 323). Для того чтобы проанализировать действующую систему ППД, необходимо сопоставить данные и построить гистограммы зависимости дебита нефти и жидкости, а также гистограмму нефтенасыщенных толщин.

Анализируя зависимость $Q_н$ от $P_{пл}$ (рис. 5), можно отметить прямую зависимость: при повышении пластового давления дебит нефти увеличивается. Скв. 211, которая выпадает из зависимости, расположена в западной части залежи, обладает хорошим дебитом нефти (11,7 т/сут), малообводнена (1 %), пластовое давление 11,2 МПа. Причиной высоких дебитов и малой обводненности можно считать ее относительно недавний ввод в эксплуатацию (1996 г.), а также хорошие коллекторские свойства части залежи, где она расположена.

Скв. 316, которая выпадает из зависимости, расположена в южной приконтурной части залежи, обводнена на 57,8 %, ее коэффициент нефтенасыщенности составляет около 0,2 (см. рис. 3), следовательно, ее дебит низкий,

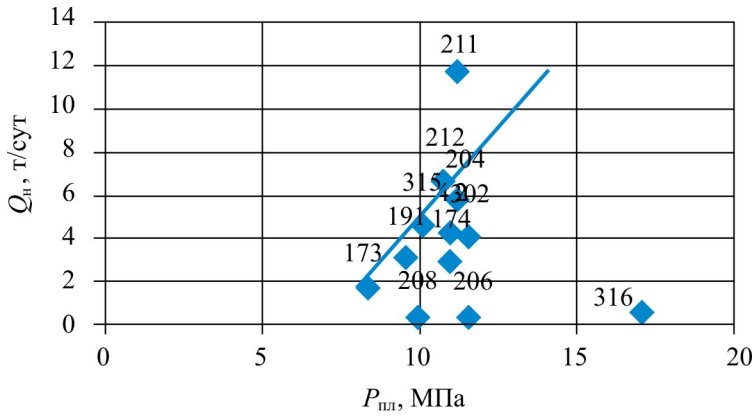

Рис. 5. Зависимость дебита нефти от пластового давления для рассматриваемых скважин

а высокое пластовое давление связано с близким расположением к нагнетательной скв. 323.

Скв. 208 и 206, расположенные в центральной части залежи, также выпадают из зависимости. Скв. 208 низкодебитная, ее коэффицент нефтенасыщенности равен 0,3, обводненность более 90 %, что связано с расположением вблизи нагнетательной скв. 319.

Скв. 206 низкодебитная, слабообводнена, в ней зафиксировано невысокое пластовое давление. Низкие показатели по дебитам можно объяснить возможным присутствием барьера из низкопроницаемых пород или высокой неоднородностью коллектора между зоной нагнетания (скв. 319) и добывающей скв. 206.

Анализируя зависимость дебита нефти от депрессии (рис. 6), можно выделить прямую зависимость: чем выше разница между пластовым давлением и давлением на забое скважины, тем выше дебит нефти добывающей скважины. Из зависимости выпадают скв. 211, 316. Скв. 211 имеет хороший дебит нефти при не очень высокой разнице давлений, это может быть связано с хорошими коллекторскими свойствами на участке, где она расположена. Скв. 316 имеет низкий дебит при высокой разнице давлений, это связано с высокой обводненностью скважины.

Проанализировав гистограмму эффективных нефтенасыщенных толщин залежи (рис. 7), можно отметить, что преобладают продуктивные пласты со средними толщинами от 10–15 и от 15–20 м (количество до 6 пластов), с маленькими толщинами от 0–5 и от 10 м количество пластов на среднем уровне (до 3 пластов). Наблюдается небольшое количество пластов (не более 2) с толщинами от 20 м и более, до 35 м [5–7].

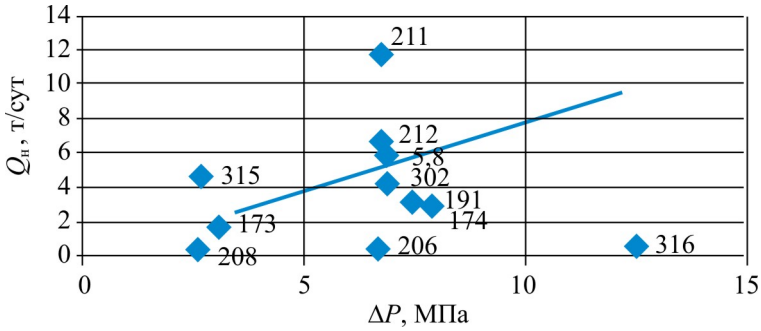

Рис. 6. Зависимость дебита нефти от депрессии

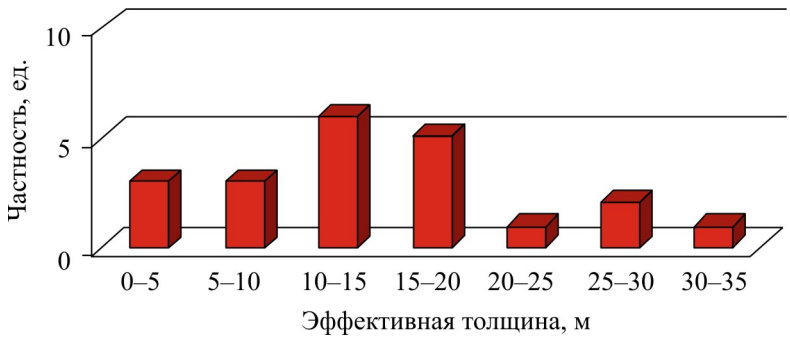

Рис. 7. Гистограмма эффективных нефтенасыщенных толщин залежи пластов Тл, Бб Пихтового месторождения

Рекомендации по проведению геолого-технических мероприятий с целью интенсификации добычи нефти. Для проведения геолого-технических мероприятий необходимо оценить их целесообразность. Для этого был проведен подсчет запасов участков, прилегающих к зоне литологического замещения, выработка которых в процессе разработки была незначительной. Следовательно, в этих участках необходимо бурение боковых стволов или перевод скважин с нижележащего объекта и усиление очагов нагнетания на рассматриваемых площадях.

Подсчет запасов этих площадей был выполнен объемным методом (таблица) [3]. Выберем мероприятия для каждого участка (см. рис. 2). Рассмотрим участок, прилегающий к зоне литологического замещения около скв. 302. Наилучшим вариантом для выработки данного участка является перевод контрольной скв. 205 с нижележащего объекта Т-Фм. Следовательно, заложение бокового ствола, горизонтальное проложение которого около 150–200 м, в рассматриваемый участок с запасами 24,2 тыс. т и перевод данной скважины в добывающую является экономически обоснованным в рамках выработки остаточных запасов.

Подсчет запасов пласта Бб

Район скважины	Площадь, $м^2$	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Плотность нефти в стандартных условиях, $г/м^3$	Коэффициент нефтенасыщенности	Коэффициент открытой пористости, доли единицы	Коэффициент извлечения нефти	Запасы, тыс. т
302	71 250	8	0,865	0,9	0,12	0,454	24,2
307	75 625	4	0,865	0,9	0,12	0,454	12,8
314	36 250	6	0,865	0,9	0,12	0,454	9,2
206	42 500	10	0,865	0,9	0,12	0,454	18,0
315	18 750	8	0,865	0,9	0,12	0,454	6,4
311	122 500	8	0,865	0,9	0,12	0,454	41,6

Рассмотрим участок, прилегающий к зоне литологического замещения северо-восточнее скв. 307. На данный момент скв. 307 является контрольной. Следовательно, заложение бокового ствола, горизонтальное проложение которого около 250–300 м, в рассматриваемый участок с запасами 12,8 тыс. т и перевод данной скважины в добывающую является экономически обоснованным шагом в связи с выработкой остаточных запасов.

Для повышения пластового давления в районах скв. 302, 307 необходимо усиление очагов нагнетания, в данном случае переводом малодебитной добывающей скв. 177 с объекта Т-Фм под нагнетание на пласт Бб.

Рассмотрим участок, прилегающий к зоне литологического замещения севернее скв. 314. На данный момент скв. 314 является контрольной. Следовательно, заложение бокового ствола, горизонтальное проложение которого около 150 м, в рассматриваемый участок с запасами 9,2 тыс. т и перевод данной скважины в добывающую является экономически обоснованным шагом в связи с выработкой остаточных запасов.

Рассмотрим участок в районе скв. 315. На данный момент скв. 315 является добывающей малодебитной, несмотря на низкую обводненность. Это связано с ухудшенными коллекторскими свойствами коллектора данной площади. Также это основная причина слабой выработки запасов. Следовательно, заложение бокового ствола в участок с наивысшей нефтенасыщенностью (севернее скв. 315), с горизонтальным проложением около 50 м, а также проведение мероприятий по интенсификации добычи (гидравлический разрыв пласта) будет способствовать выработке трудноизвлекаемых запасов.

Для повышения пластового давления в районах скв. 314, 315 необходимо усиление очагов нагнетания, в данном случае переводом малодебитной высокообводненной (около 70 %) добывающей скв. 316 под нагнетание.

Рассмотрим участок в районе скв. 206. Северо-восточнее от скважины есть площадь с высокой нефтенасыщенностью, но невыработанными запасами, что связано с ухудшенными коллекторскими свойствами коллектора. Следовательно, необходимо заложение бокового ствола в участок с наивысшей нефтенасыщенностью, с горизонтальным проложением около 50 м, а также проведение мероприятий по интенсификации добычи.

Для повышения пластового давления в районах скв. 206 необходимо усиление очагов нагнетания, в данном случае переводом контрольной скв. 190 под нагнетание.

Рассмотрим участок в районе скв. 311. На этом участке высок объем нефтенасыщенности и остаточных запасов. Но в связи с редкой сеткой скважин выработка идет не в достаточном объеме. Следовательно, необходима еще одна добывающая скважина. Наилучшим вариантом является заложение бокового ствола из контрольной скв. 312 в участок с высоким процентом нефтенасыщенности севернее скв. 311, с горизонтальным проложением около 100 м.

В заключение можно сказать, что проведение рекомендуемых мероприятий на визейском объекте Пихтового месторождения, таких как бурение боковых стволов, перевод скважин с нижележащего объекта, усиление и оптимизация системы поддержания пластового давления, обеспечит выработку трудноизвлекаемых запасов, что необходимо для достижения запроектированного коэффициента извлечения нефти. Также будет получена геологическая информация, уточняющая строение залежи и объем запасов углеводородов вблизи зоны литологического замещения.

Результатом данной работы являются рекомендации по освоению участков с недостаточной выработкой запасов и уточнению геологических характеристик залежи вблизи зоны литологического замещения. Это позволит увеличить нефтеотдачу данного месторождения, а также, используя опыт, применять данную методику и на других месторождениях сложного строения, находящихся на поздних стадиях разработки.

Список литературы

1. Геология и геохимия нефти и газа / под ред. А.А. Бакирова, З.А. Табасаранского. – М.: Недра, 1982. – 286 с.

2. Токарева Т.В. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтегазовое дело. – № 2. – С. 457–458.

3. Галкин В.И., Растегаев А.В., Козлова И.А. Сравнение запасов нефти по российской и международной классификации. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 241 с.

4. Давление пластовых флюидов / А.Е. Гуревич [и др.]. – Л.: Недра, 1987. – 223 с.

Получено 25.03.2014

Рябчевских Михаил Юрьевич – студент, ПНИПУ, ГНФ, гр. ГНГ-09-02, e-mail: vinni505@mail.ru.

Козлова Инна Анатольевна – кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, ПНИПУ, ГНФ, e-mail: ikozlova@pstu.ru.