

Таблица 2

Влияние условий воздействия на вязкость и депрессию вязкости нефти

Образец	Вязкость, мПа·с/депрессия, %	
	Скорость сдвига, с ⁻¹	
	0,34	29
Исх.	540	461
+ П	390/28	378/18
+ ПК-1	383/29	390/19
+ ПК-2	420/22	392/15
+ ПК-3	450/17	396/14
+ УЗО + ПК-1	378/30	367/20
+ УЗО + ПК-2	510/16	399/13
+ УЗО + ПК-3	450/17	396/14
Температура нефти 15 °С		

Применение полимерной присадки повышает агрегативную и седиментационную устойчивость нефтяных дисперсных систем, что замедляет или подавляет процесс осадкообразования. Присадка П ингибирует образование осадка на 40 %. Применение комплексной обработки повышает степень ингибирования до 80 %.

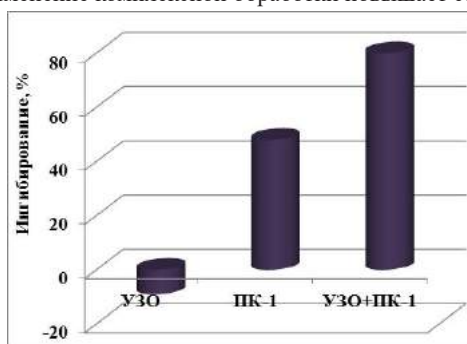


Рис. 2. Влияние условий обработки нефти на ингибирующую способность

Таким образом, использование полимерной присадки и композиции ПК-1 с ПАВ-1 существенно снижают температуру застывания и массу осадков парафинистой смолистой нефти. Максимальный депрессорный (по температуре застывания) и ингибирующий эффект достигается для образца ПК-1 совместно с акустической обработкой. Реологические параметры исследуемой нефти изменяются незначительно.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ – проект 15-13-00032 (2015 г.)

Литература

1. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
2. Taesung Ju. Influence of polymeric additives on paraffin wax crystallization in model oils / Jung Taesung, Jong-Nam Kim, Seong-Pil Kang // Korean Journal of Chemical Engineering. – 2016. – № 33 (6). – P. 1813 – 1817.
3. Volkova G.I. The integrated effect on properties and composition of high-paraffin oil sludge / R.V. Anufriev, G.I. Volkova, A.A. Vasilyeva, A.V. Petukhova, N.V. Usheva // Procedia Chemistry. – 2015. – V. 15. – P. 2 – 7.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАВЕРНОТРЕЩИНОВАТЫХ ФУНДАМЕНТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Льонг Ван Фо

Научный руководитель профессор Савиных Ю.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Белый Тигр является уникальным по запасам нефти. Открытие такой нефтяной залежи в кавернотрещиноватых гранитоидных фундаментах мезозойского эры активизировало поисково-разведочные работы на образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама. Динамика основных технологических показателей разработки фундамента приведена на рисунке 1 [2].

Особенности геологического строения этого нетрадиционного объекта обуславливают специфику подходов и проблем при его разработке. В целом, с момента ввода в эксплуатацию в 1988г. до 2014 г., СП Вьетсовпетро разработал 162 млн. тонн нефти из центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр [2]. Обводненность увеличивается со временем и достиг 52,4% в 2014 г. В периоде 2010-2014г, количество

нагнетательных и эксплуатационных скважин и годовая добыча нефти уменьшаются показывает, что процесс разработки нефти фундамента идет на последнюю стадию. После длинного периода эксплуатации, нефтяные залежи фундамента месторождения Белый Тигр постепенно уточняются своими особенными характеристиками разработки.

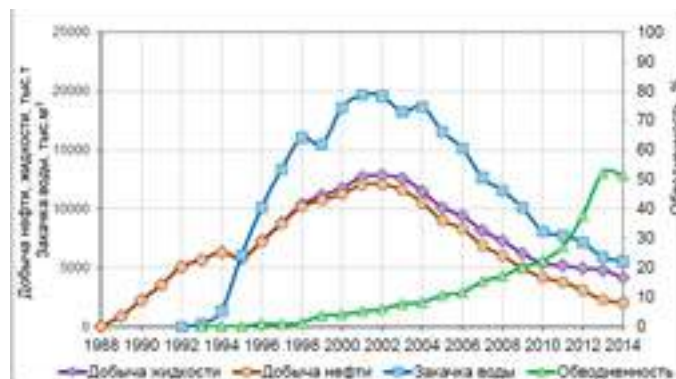


Рис. 1. Динамика основных технологических показателей разработки фундамента

В-первых, нефтяные залежи приурочены к массиву кавернотрещиноватых гранитоидных и гранодиоритных горных пород мезозойского фундамента размерами в плане 28*7 км [1], которые очень редко встречается в мире.

Во-вторых, эффективная толщина нефтяных залежей составляет более 1700м с большими геологическими запасами (более 450 млн. тонн нефти [2]). Существует много добывающих скважин с дебитом больше 1000 т/сут до настоящей. По особенностям геологического строения и энергетического состояния условно выделяются Центральный, Северный, Северо-Восточный и южный блоки залежи, которые представлены на рисунке 2. Более 90% запасов и добычи обеспечивает Центральный блок [1].

В-третьих, в нефтяной залежи фундамента не существует пластовой подошвенной воды. В скважинах 492 и 520 отмечено поглощение раствора при бурении на отметках – 4857 и 4664 м; по данным ГИС, в скважинах 9009 и 902 зоны разуплотненных пород выделяются до отметки – 4967 м [2]. Скважина БТ– 905, пробуренная до абсолютной глубины 5014 м, водонефтяной контакт не вскрыла, а пластовая вода не была получена ни в одной скважине, хотя того что нижняя граница залежи только составит примерно 4950м [1]. Исходя из этого можно утверждать то, что залежи фундамента нефтяные массивные без подошвенной воды.

Во четвертых, начальное пластовое давление большое (417 атм на глубине 3650м) и пластовая температура высока (142°С на глубине 3650м) [1]. При наличии высокого давления обеспечивает эксплуатацию скважины фонтанным способом за длинный период в 1988-1993 гг., когда залежь разрабатывалась на упругом режиме.

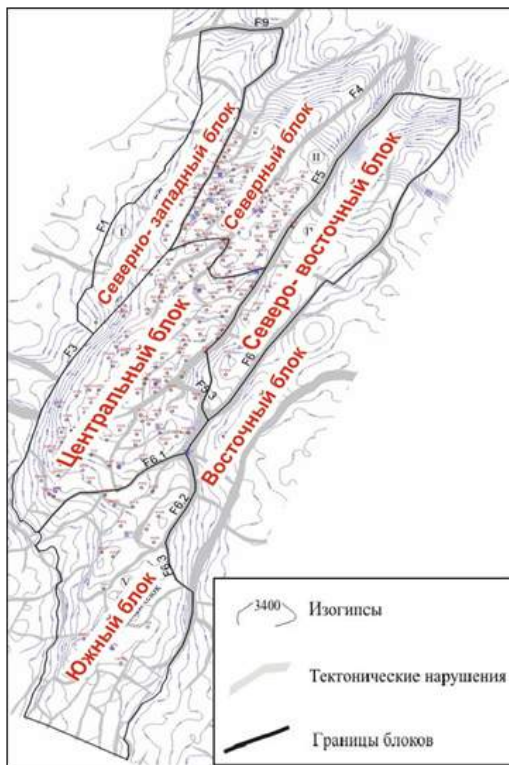


Рис. 2. Схема разделения блоки в фундаменте месторождения Белый Тигр

Во пятых, основные свойства нефти на начальных стадиях разработки на месторождении Белый Тигр аппроксимируется линейной функцией в зависимости от абсолютной глубины $H < 0$ в метрах [2]:

Газосодержание, м³/т: $G_c = 0,03864 \cdot H + 329,2$; Давление насыщения, МПа: $P_{нас} = 0,003378 \cdot H + 34,73$; Объемный коэффициент нефти: $V_n = 0,00007146 \cdot H + 1,788$; Вязкость нефти в пластовом условии, сП: $m_{пл} = -0,0000178 \cdot H + 0,371$; Плотность нефти в пластовом условии: $\rho_{пл} = -0,008811 \cdot H + 614,8$ кг/м³.

Фильтрация флюида в трещиноватом фундаменте подчиняется нелинейным законом Дарси, который представлен на следующей форме [2]:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k} w + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} w^2$$

Здесь $\Delta P / L$ – перепаду давления, действующему на единицу длины; k – коэффициент проницаемости; μ – динамическая вязкость жидкости; ρ – плотность жидкости; w – скорость фильтрации; β – коэффициент,

определяющий по лаборатории.

В-шестых, нефтяные залежи в центральном блоке фундамента является одним объединенным массивом, в котором существуют много участков со своими местными запасами. В результате высокой неоднородности по пористости, проницаемости и многим другим геологическим параметрам центрального блока сформирована редкая нефтяная залежь в кавернотрещиноватом гранитоидном фундаменте в мире.

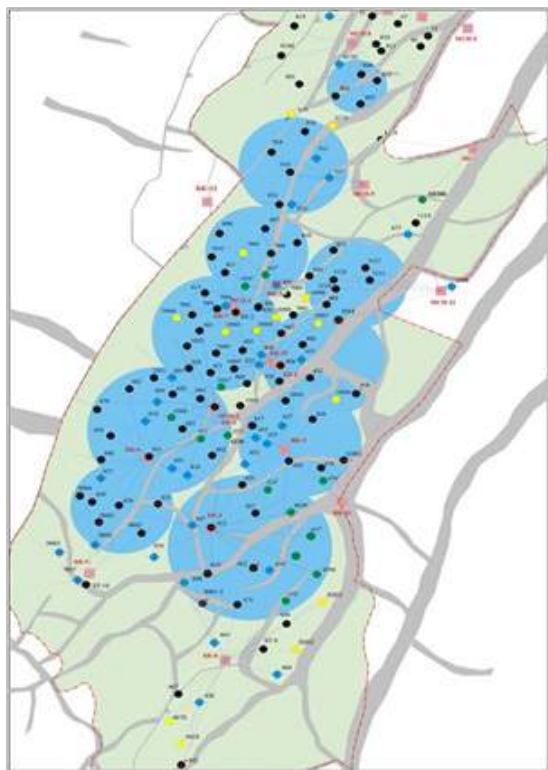


Рис. 3. Участки с местными запасами в фундаменте месторождения Белый Тигр

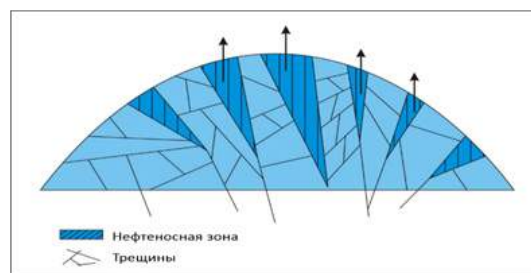


Рис. 4. Распределение участков по веерообразной форме

Разработка нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр является результатом участия многих участков с местными запасами и образуются два параллельного ряда, в каждом которого существуют гидродинамические связи между участками как представлены на рисунке 3 [2]. Схема распределения рядов отражает процесс добычи нефти в местных участках, который взаимодействует с системой распределения эксплуатационных скважин. Проведение бурения во многих различных местах центрального блока, расположенных значительно далеко от двух таких рядов, дали неожиданные результаты с незначительным притоком или нет ту него. Из этого подтвердили очень особенную характеристику распределения участков с местными запасами.

На основе распределения связанных участков с местными запасами по ряду и геологического конического строения фундамента, схема распределения участков условно представится веерообразной формой по вертикальному разрезу(с.м. рис 4). По этой схеме, участки обусловлены клиновидной формой с определенными размерами. С помощью системы трещины, движение флюиды между локальными участками обеспечивается и пластовое давление всегда перераспределяется весь процесс разработки нефти.

Веерообразная схема позволяет наиболее четко объяснить стабильную способность работы эксплуатационных скважин в течение длительного периода разработки, оценить подъем ВНК через гидродинамические связи между локальными участками. Кроме этого, с помощью веерообразной схемы можно прогнозировать нефтеотдачу нефти из локальных участков запасов.

Таким образом, с такими особенными характеристиками разработки можно утвердить то, что нефтяная залежь в кавернотрещиноватых гранитоидных фундаментах месторождения Белый Тигр является редкой особенной залежей в мире. Данные о нахождение и эксплуатации этого месторождения являются хорошей предпосылкой для разведки, поиска и эксплуатации нефтяных месторождений в шельфе Вьетнама, а также на другом место в мире, где существуют подобные геологические характеристики.

Литература

1. Вьетсовпетро, НИПИморнефтегаз. Анализ текущего состояния разработки месторождения Белый Тигр и Дракон, г. Вунгтау 2014г.
2. Собранные материалы при производственной практике в НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, 2016г.