

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ЛИТОФАЦИАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Н.А. Демяненко, А.О. Чекан, А.А. Кудряшов, А.А. Ерошенко
(БелНИПИнефть)

В основе планирования систем разработки залежей нефти необходимо учитывать фильтрационно-емкостную неоднородность, обусловленную литолого-седиментационной обстановкой формирования коллекторов [1]. Литолого-седиментационные обстановки формирования коллекторов оказывают влияние на формирование фациальной, макрослоистой (гранулометрической), слоистой (текстурной) и микрослоистой фильтрационно-емкостной неоднородностей, влияющих на особенности разработки залежей.

Рассмотрим влияние литофациальной изменчивости коллекторов на особенности выработки запасов нефти и эффективность систем разработки на примере пласта БС11-1 Холмогорского месторождения нефти. Условия осадконакопления и литофациальные обстановки в пределах пласта БС11-1 определялись по методу анализа электрометрических моделей фаций с использованием комплекса ГИС. В качестве наиболее приоритетной модели осадконакопления для изучаемого пласта принята концептуальная модель барьерного побережья (по Einsele, 2000 с изменениями Е.Ю. Барабошкина, 2011).

В пределах контура нефтеносности пласта БС11-1 выделено девять основных электрофациальных зон (таблица), различающихся по типичным кривым ПС и фильтрационно-емкостным свойствам пласта.

Рассматривая средневзвешенные геолого-физические свойства коллекторов по типам электрофаций, следует отметить, что максимальные ФЭС характерны для электрофации «баровой постройки (барьерный остров)». Суммарная эффективная толщина коллекторов в пределах развития этой электрофации достигает 11,6 м, коэффициент открытой пористости равен 0,17, проницаемость составляет $62,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Минимальные эффективные мощности (2,7-2,8 м) и ФЭС (проницаемость $(36,4-38,0) \cdot 10^{-3}$ мкм²) имеют коллекторы в пределах распространения электрофаций «заплеска» и «нижнего пляжа».

Электрофации «фронта дельты», «баровой постройки (барьерный остров)» имеют значения коэффициента расчлененности, превышающие 6 ед. Несколько меньшие коэффициенты расчлененности коллекторов в пределах электрофаций «баровой постройки» типа 1, 4 и 5. Они составляют 4,8-5,2 ед. (таблица 1).

Таблица 1. – Геолого-физическая характеристика электрофаций пласта БС11-1

Эл. фация	$K_{п.о.},$ %	$K_{пр},$ мД	$K_{пес},$ д. ед.	$K_{расч},$ д. ед.	$h_{эф},$ м	Типичная кривая ПС
Нижнего пляжа	15,5	36,4	0,17	2,2	2,8	
Заплеска	16,1	38,0	0,22	1,9	2,7	
Фронта дельты	16,9	40,1	0,42	8,1	9,5	
Баровой постройки	17,1	62,2	0,60	6,1	11,6	
Баровой постр., тип 1	16,6	47,9	0,42	4,8	7,1	
Баровой постр., тип 2	16,3	52,4	0,44	3,4	6,5	
Баровой постр., тип 3	16,2	44,7	0,48	3,9	6,1	
Баровой постр., тип 4	16,6	47,1	0,46	5,0	8,2	
Баровой постр., тип 5	16,2	37,1	0,43	5,2	8,2	

Основную площадь пласта БС11-1 занимают электрофации «баровой постройки» (рисунок 1). На севере и на юго-востоке распространена электрофация «барьерного острова». Электрофация «нижнего пляжа» выделена в крайней западной части пласта и имеет ограниченное распространение. Электрофация «заплеска» имеет ограниченное, очаговое распространение в южной части пласта. Достаточно большую часть пласта в рамках контура нефтеносности на западе занимает электрофация «фронта дельты». В связи с тем, что основная часть пласта расположена в пределах трех электрофаций, оценка характера вытеснения нефти водой и эффективности систем заводнения проводилась в пределах фаций «баровой постройки», «барьерного острова» и «фронта дельты».

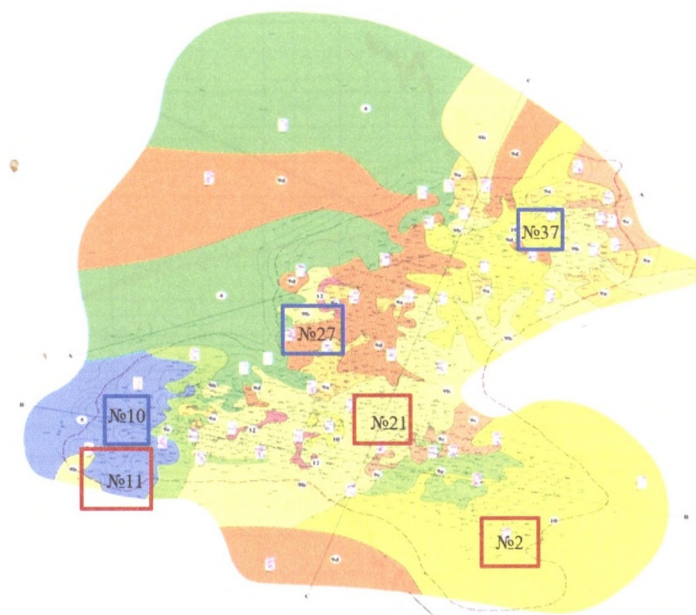


Рисунок 1. – Распространение электрофаций в границах контура нефтеносности пласта BC11-1

Система разработки пласта BC11-1 рядная с разрезанием рядов на отдельные ячейки – блоки заводнения. В пределах пласта BC11-1 выделено 45 блоков заводнения. На территории распространения каждой из рассматриваемых электрофаций выделены элементы заводнения (ЭЗ), в пределах которых пласт представлен одной электрофацией. В пределах фации «баровая постройка» рассмотрены ЭЗ № 21 (тип 2), № 27 (тип 4), «барьерный остров» – ЭЗ № 2, № 37, «фронт дельты» – ЭЗ № 11 и № 10 (рисунок 1). По этим ЭЗ (блокам заводнения) проведен анализ характера выработки запасов и эффективности систем заводнения. Для этого по выделенным блокам заводнения построены зависимости обводненности от отборов от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) (рисунки 2-4).

Как видно из рисунка 2, по блокам № 10 и № 11, расположенным в фации «фронта дельты» с ухудшенными ФЕС, имеющей высокую расчлененность (таблица 1), выработка запасов характеризуется низкой эффективностью системы вытеснения, опережающим обводнением добывающих скважин, возможно, по высокопроницаемым пропласткам или за счет обводнения ниже залегающей водой. На текущий момент при выработке запасов 48-58 % от НИЗ, обводненность добываемой продукции по этим блокам достигает 97-98 %.

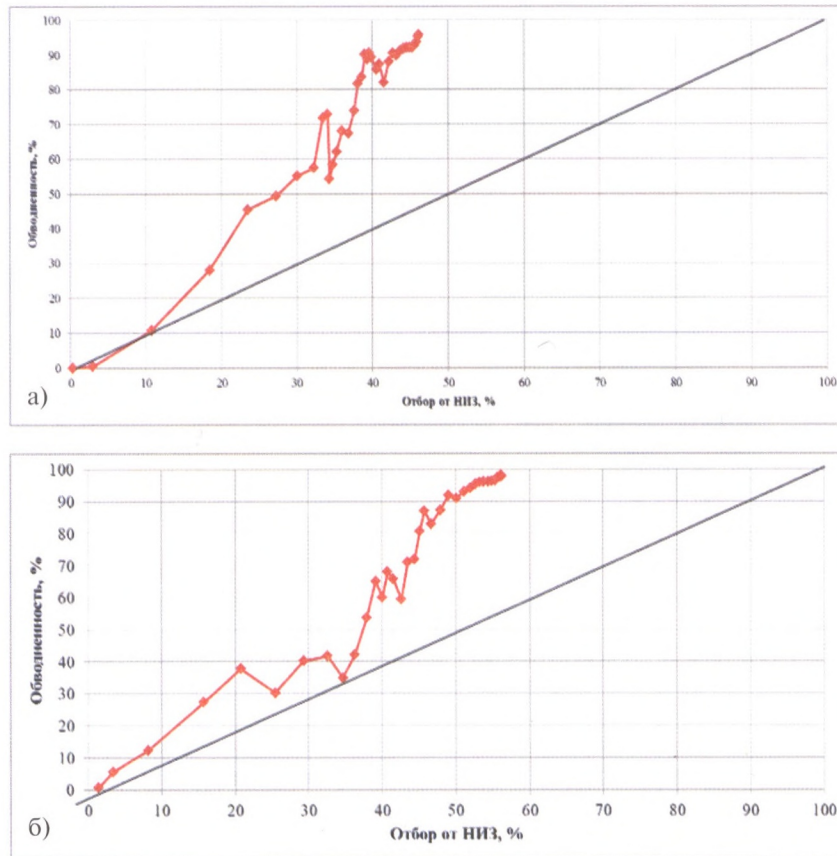


Рисунок 2. – Зависимость обводненности от отборов от НИЗ по электрофации «фронта дельты»: а) блок № 10; б) блок № 11

Кривые обводненности добываемой продукции от отбора от НИЗ нефти по блокам № 21 и № 27, расположенных в пределах электрофации «баровая постройка», свидетельствуют о высокой эффективности системы вытеснения (ППД) (рисунок 3). Из рисунка 3 видно, что темпы отборов от НИЗ нефти значительно опережали темпы роста обводненности продукции. Только в последние годы процент отбора от НИЗ приблизился к уровню обводненности добываемой продукции по блоку № 27. По блоку № 21 отборы от НИЗ на текущий момент превысили извлекаемые запасы нефти (рисунок 3а). Последнее, возможно, связано либо с заниженными геологическими запасами нефти по блоку, либо с заниженным проектным КИН.

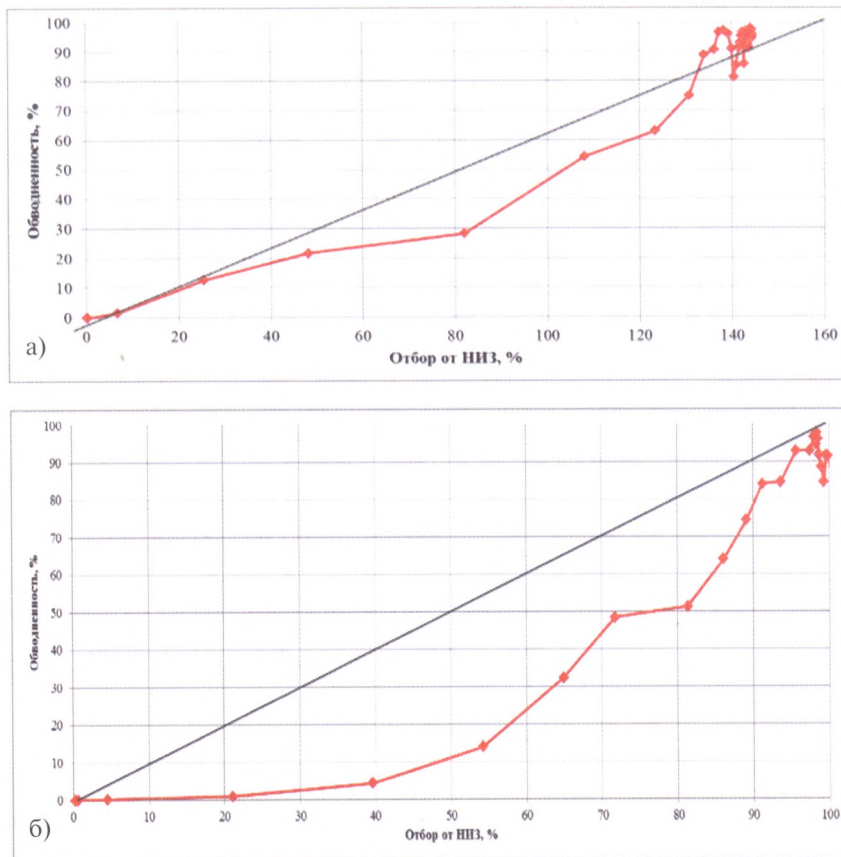


Рисунок 3. – Зависимость обводненности от отборов от НИЗ по электрофации «баровая постройка»: а) блок № 21 (тип 2); б) блок № 27 (тип 4)

Зависимости обводненности добываемой продукции от отборов от НИЗ по электрофации «барьерный остров» имеют такой же характер, как и кривые обводненности добываемой продукции от отбора от НИЗ в пределах электрофации «баровая постройка» (рисунок 4). Организованная система вытеснения нефти водой по блокам № 2 и № 37 также эффективна. На начальных этапах разработки этих блоков темпы отбора от НИЗ опережали темпы нарастания обводненности добываемой продукции (рисунок 4). К текущему периоду процент отбора от НИЗ приблизился к уровню обводненности добываемой продукции.

Ниже представлены карты накопленных отборов на 01.11.2019 по рассматриваемым блокам каждой из литофациальных зон (рисунок 5).

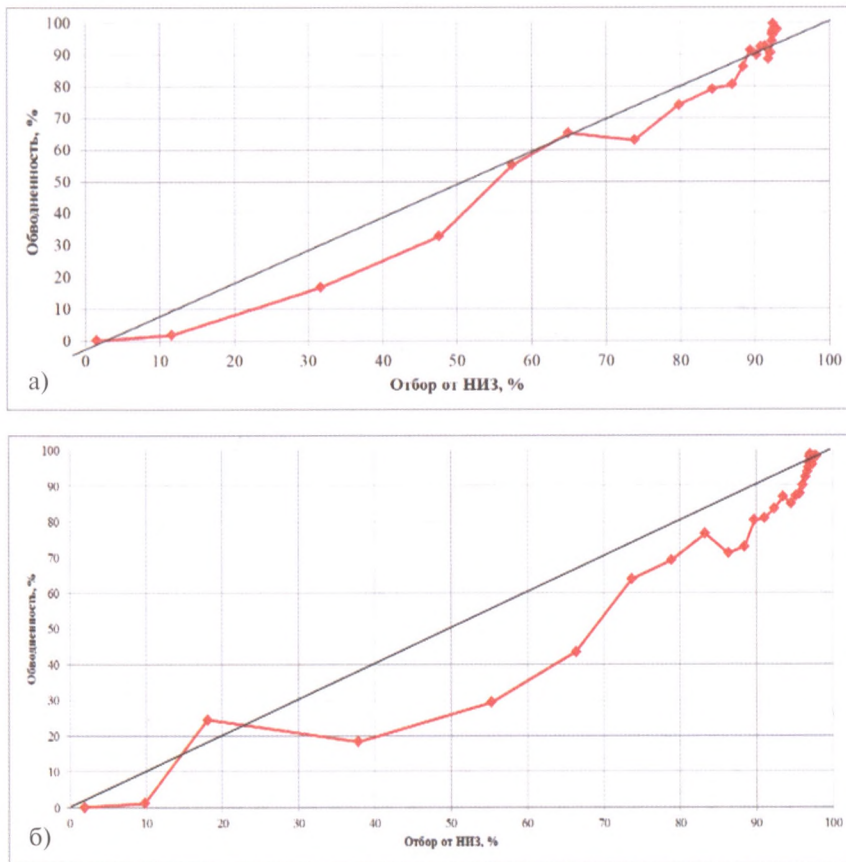


Рисунок 4. — Зависимость обводненности от отборов от НИЗ по электрофации «барьерный остров»: а) блок № 2; б) блок № 37

Из рисунка 5 видно, что блоки имеют достаточно равномерный охват нагнетательными скважинами (системой вытеснения) и высокую плотность сетки добывающих скважин. Соотношение добывающих скважин к нагнетательным скважинам по всем блокам близко к 1:1.

Следует отметить, что если блок № 21 расположен в центральной части залежи, то блоки № 2 и № 11 — в краевых частях в примерно равных условиях. В то же время характер зависимостей обводненности добываемой продукции от отборов от НИЗ по ним совершенно разный (рисунки 4а и 2б). Видимо, на характер зависимостей свой отпечаток налагает различие в геолого-физических характеристиках электрофаций (таблица 1).

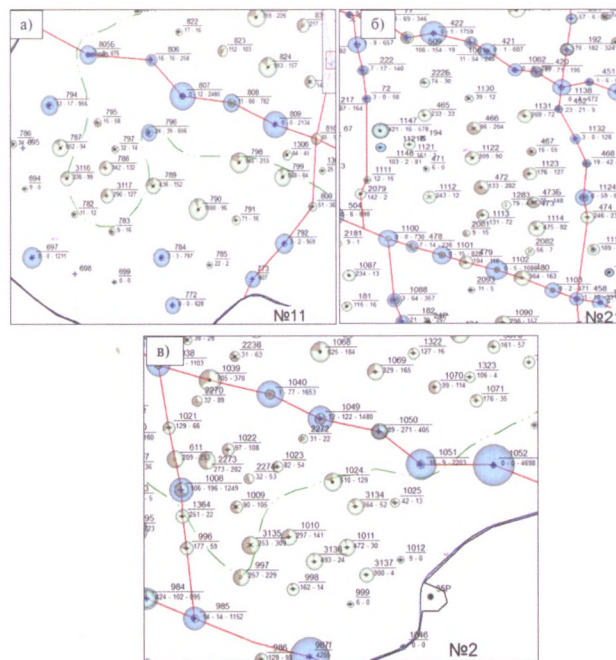


Рисунок 5. – Карты накопленных отборов по блокам на 01.11.2019
 а) блок – № 11; б) блок – № 21; в) блок – № 2

С целью определения влияния различия ФЕС коллекторов по электрофациям на добывные возможности скважин, по скважинам для различных блоков были построены графики начальных (входных) дебитов жидкости и нефти для добывающих скважин и приемистости для нагнетательных скважин (рисунок 6). Из данного рисунка можно наблюдать прямую зависимость начальных дебитов жидкости и нефти от ФЕС пласта. Так, по блоку № 11 с относительно низкими ФЕС добывающие скважины вступали в эксплуатацию с начальными средними дебитами по жидкости – 28 т/сут, нефти – 10-15 т/сут. По блоку № 21 с более высокими ФЕС, начальный дебит по жидкости составлял 40 т/сут, по нефти – 25-40 т/сут. По блоку № 2 с наиболее высокими ФЕС начальный дебит по жидкости составлял 80-220 т/сут, по нефти – 70-200 т/сут. Аналогичная ситуация наблюдалась и по нагнетательным скважинам. Средняя входная приемистость нагнетательных скважин по блоку № 11 составила около 140 м³/сут, в то время как по блокам № 21 и № 2 – более 200-300 м³/сут.

Эффективность системы разработки характеризуется и длительностью среднего периода до предельного обводнения добываемой

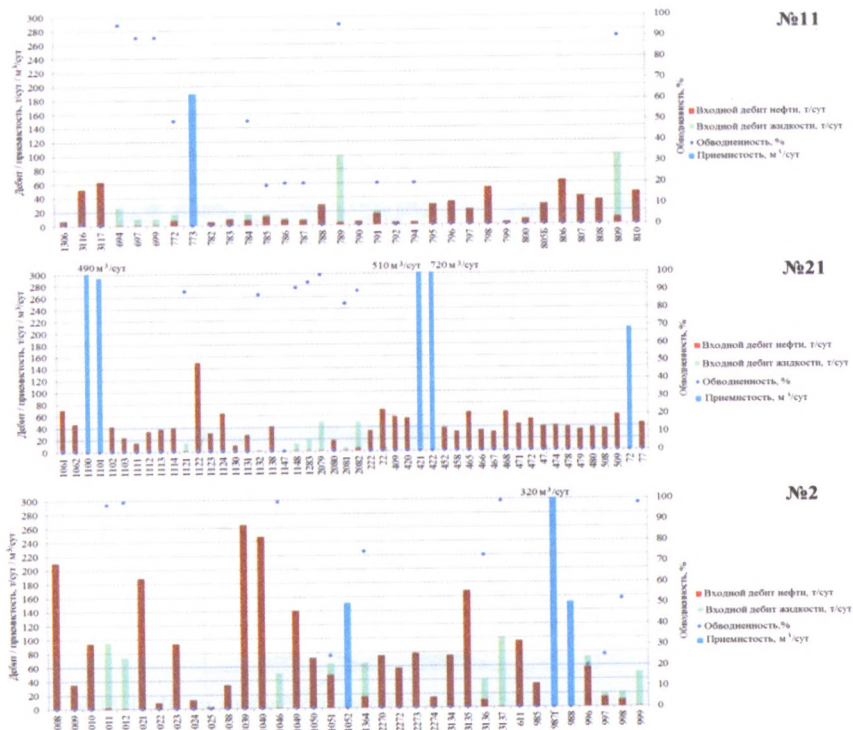


Рисунок 6. – График начальных дебитов жидкости, нефти и обводненности добываемой продукции по скважинам блоков № 11, № 21 и № 2

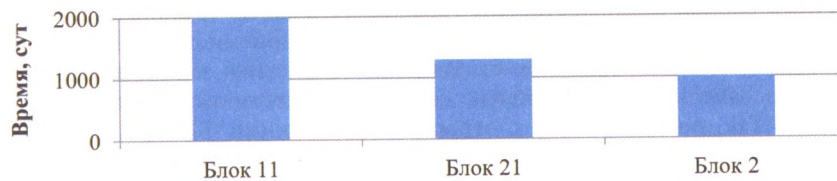


Рисунок 7. – Длительность периода эксплуатации скважин до предельного обводнения добываемой продукции по блокам № 11, № 21 и № 2

продукции (рисунок 7). Как видно из рисунка 7, по блокам № 2 и № 21 с относительно высокими ФЕС, длительность периода до предельного обводнения продукции добывающих скважин в 1,5-2,0 раза меньше, чем по блоку 11 с пониженными ФЕС. Это свидетельствует о том, что по однородным зонам пласта нагнетаемая вода продвигается более быстрыми темпами, а коэффициент охвата пласта вытеснением более высокий.

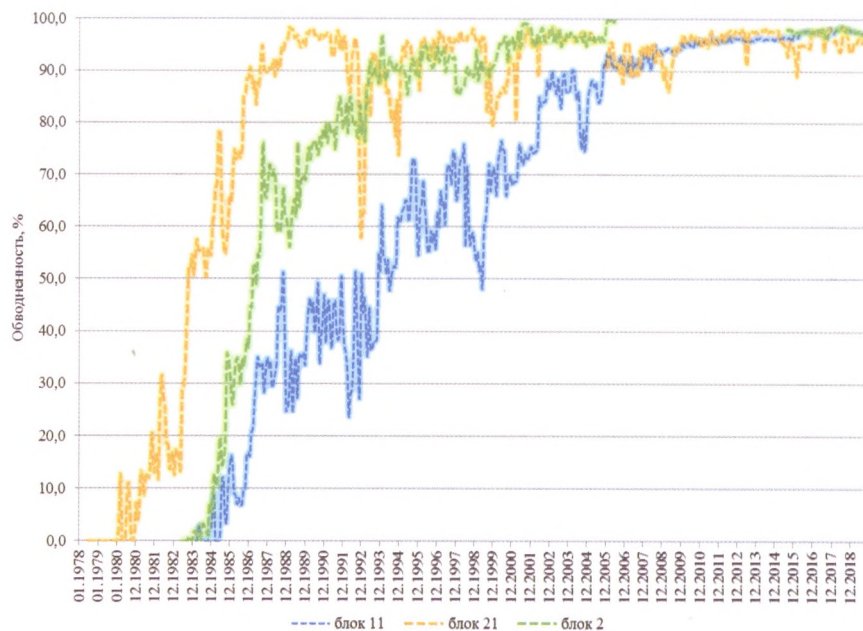


Рисунок 8. – Динамика обводненности добываемой продукции по блокам заводнения

На рисунке 8 представлена динамика нарастания обводненности добываемой продукции по рассматриваемым блокам во времени.

Из рисунка 8 видно, что темпы нарастания обводненности продукции по блокам № 2 и № 21 весьма высокие, достигают 10 % в год и близки между собой. При этом выработка запасов от НИЗ опережала рост обводненности добываемой продукции. В то же время по блоку № 11 темпы нарастания обводненности добываемой продукции значительно ниже, но выработка запасов от НИЗ существенно отставала от роста обводненности продукции. Последнее еще раз подтверждает вывод, что фациальные особенности пласта БС11-1 в различных зонах значительно влияют на эффективность систем заводнения, темпы выработки запасов и достигаемый КИН при одинаковой организации систем заводнения. Системы вытеснения должны организовываться при блочном заводнении с учетом фациальных обстановок в пределах блоков, на которые разделены залежи. Важным фактором, влияющим на это, на наш взгляд, является соотношение пластового давления между зоной нагнетания и зоной отборов. Динамика поведения пластового давления по добывающим и нагнетательным скважинам (в зоне отборов и нагнетания) представлена на рисунке 9.

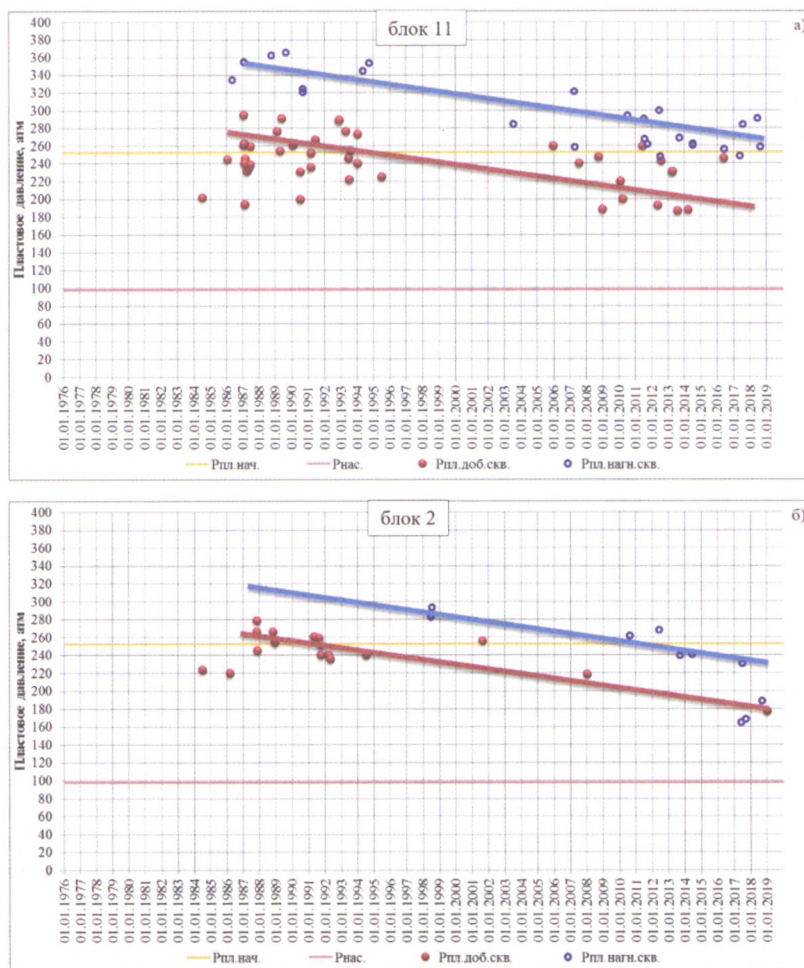


Рисунок 9. – График поведения пластового давления по блокам:
а) блок № 11; б) блок № 2

Разница пластового давления между зоной отборов и зоной нагнетания в пределах блока 11, имеющего относительно низкие ФЕС, составляет около 6,0-8,0 МПа. По блоку № 2 с более высокими ФЕС и более однородному по строению разница пластовых давлений между зоной отборов и нагнетания не такая существенная, составляет около 2,0-3,0 МПа. Поэтому в пределах блока 11 вырабатывались, в основном, более высокопроницаемые пропластки, при отставании выработки запасов по большей части эффективной мощности пласта и отставании

выработки НИЗ от обводненности. Для довыработки запасов необходимо проведение ГТМ, направленных на подключение в работу (к дренированию) низкопроницаемых разностей коллекторов.

Оценка эффективности организации систем вытеснения, которая была проведена в пределах фаций «баровой постройки», «барьерного острова» и «фронта дельты» пласта БС11-1 Холмогорского месторождения нефти, показала на различия в ФЕС представленных электрофаций. Электрофации «баровой постройки» и «барьерного острова» характеризуются более высокими значениями проницаемости и пористости, более однородным строением коллекторов, по сравнению с электрофацией «фронта дельты». Данные различия отражаются на темпах нарастания обводненности продукции, значениях дебитов жидкости и нефти при вводе скважин в эксплуатацию. Скважины в зоне электрофации «фронта дельты» вступали в эксплуатацию с более низкими дебитами по жидкости и нефти, по сравнению со скважинами, пробуренными в пределах электрофаций «баровой постройки» и «барьерный остров». Наблюдаются существенные различия и в эффективности системы вытеснения нефти водой при близких схемах организации заводнения, а также разница перепадов давления между зоной нагнетания и зоной отборов. Так, в пределах электрофации «фронта дельты» перепад давления составлял 6,0-8,0 МПа, в то время как в пределах «баровой постройки» не превышал 2,0-3,0 МПа. Средний период до полного обводнения скважин в пределах электрофаций «баровой постройки» и «барьерный остров» составлял 1000-1250 сут, в то время как по электрофации «фронта дельты» он достигает 2000 сут. Приведенный анализ свидетельствует, что геолого-физические особенности коллекторов каждой электрофации оказывают влияние на характер выработки запасов. Их следует учитывать при планировании ГТМ, подборе реагентов и рецептур композиций для воздействия на пласт.

Список литературы

1. Белозеров, Б.В. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов / Б.В. Белозеров // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 123-130.