

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ВЫБОРА СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.А. Черевко

(ООО "Газпромнефть-Хантос"),

А.Н. Янин

(ООО "Проектное Бюро "ТЭРМ")

В статье выполнен ретроспективный анализ (с 1990 г.) изменения представлений специалистов по обоснованию рациональных систем разработки низкопроницаемых ($K_{пр.} < 10$ мД) объектов ряда крупных и уникальных нефтяных месторождений ХМАО – Югры: Приобское ЮЛТ¹, Приобское СЛТ², Приразломное, Тайлаковское, Малобалыкское, Ем-Еговская площадь Краснотенского месторождения и др. Справочно укажем, что накопленная добыча нефти в 2016 г. по низкопроницаемым коллекторам (НПК) этих месторождений превысит 700 млн т. По данным Ф.З. Хафизова (ЦРН ХМАО) доля текущих геологических запасов, приуроченных к залежам с НПК ($K_{пр.} < 10$ мД), в целом по ХМАО – Югре в настоящее время составляет 20 % от общих запасов нефти.

В целом за 25 последних лет принципы и технологии разработки НПК в России были значительно развиты и усовершенствованы. За счёт этого по залежам, содержащим запасы нефти в низкопроницаемых пластах, удалось значительно увеличить темпы отбора нефти, доведя их едва ли не до уровня "среднепроницаемых" пластов. В рассматриваемый период проектанты и производственниками были критически переосмыслены прежние подходы, выработаны новые эффективные решения и внедрены технологии, обеспечившие успешные результаты разработки залежей рассматриваемого типа строения.

Опыт разработки крупнейших эксплуатационных объектов, содержащихся в НПК ХМАО – Югры, широко освещён в специальной научной литературе [1–20]. Сведения, приведенные по месторождениям в данной статье, были ранее опубликованы в открытой печати, включая данные о количестве содержащихся в них запасов.

Известно, что в Тюменской области крупные и уникальные нефтяные объекты, приуроченные к низкопроницаемым ($K_{пр.} < 10$ мД) литологическим залежам, более или менее успешно начали разрабатывать только с начала 1990-х гг. Это продвижение было обусловлено массовым применением гидроразрыва слабопроницаемых коллекторов в наклонно направленных скважинах (ННС). Однако системы разработ-

ки в этот период (на объектах с НПК) применялись традиционные ("унаследованные" от прошлого), по эффективности, как правило, далёкие от "оптимальных": блоковые-трёхрядные, обращённые площадные 9-точечные, 5-точечные с плотностью сетки скважин (ПСС) 16, 25 и даже 50 га/скв. при неудовлетворительном (до 3:1) соотношении числа добывающих и нагнетательных скважин.

В целом, с учётом кратного наращивания со временем объёмов закачки проппанта в одну скважину (с 20...30 до 200...300 т/скв.), массовое применение гидроразрыва пласта позволило вовлечь в активную разработку основные запасы центральных низкопроницаемых участков крупнейших месторождений ХМАО – Югры. Максимальные суммарные нефтенасыщенные толщины выделенных в НПК эксплуатационных объектов (ЭО) в отдельных скважинах доходили до 100 м. В этих скважинах выполняли поинтервальные (по разрезу) гидроразрывы. Отметим, что в этот период пробное бурение отдельных горизонтальных скважин (ГС), в том числе и с проведением в них обычных ("слепых") гидроразрывов, оказалось малоэффективным мероприятием.

Рассмотрим далее принципиальные недостатки и типичные ошибки, допущенные в период 1990–2010 гг. при выборе исходных характеристик систем разработки, реализованных на месторождениях НПК ХМАО – Югры. По мнению авторов, к ним можно отнести следующие неудачные проектные решения по разработке низкопроницаемых пластов:

1. На Ем-Еговской площади Краснотенского месторождения – это необоснованное выделение (вплоть до 2012 г.) в общей толще разреза пластов ЮК₂₋₉ (с этажом 145 м) сразу двух эксплуатационных объектов – ЮК₂₋₅ и ЮК₆₋₉.

При этом дебит нефти по каждому из них (в 2005 г.) не превышал 10 и 9 т/сут, соответственно, т. е. был нерентабелен. Тем не менее, для разработки верхнего объекта ЮК₂₋₅ в проектом документе 2007 г. было предусмотрено бурение 5265 скважин при удельной добыче нефти на скважину 16,7 тыс. т; по нижнему объекту ЮК₆₋₉ – 4944 скважин при удельной добыче нефти на скважину 10,6 тыс. т. А в целом по всей толще горизонта ЮК₂₋₅ + ЮК₆₋₉ при общем фонде 10207 скважин удельная накопленная добыча нефти оценивалась в 13,5 тыс. т/скв. Однако эти непривлекатель-

¹ЮЛТ – Южная лицензионная территория Приобского месторождения.

²СЛТ – Северная лицензионная территория Приобского месторождения.

тельные и убыточные решения были утверждены ЦКР к реализации.

2. На первых этапах разбуривание НПК в Западной Сибири осуществлялось с применением традиционных систем разработки, как правило, не адаптированных к особенностям геологического строения объектов (табл. 1, 2).

Сюда следует отнести, например, разбуривание некоторых низкопроницаемых объектов по трёхрядным блоковым системам (пласт БС₄₋₅ Приразломного месторождения), блочно-замкнутым системам (АС₁₀₋₁₂ СЛТ Приобского месторождения – левобережье), а также площадным обращённым 9-точечным системам (ачимовская толща Малобалькского месторождения) с явно неудовлетворительным соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин, доходящим до 3:1. В условиях НПК подобные системы неэффек-

тивны, так как они не способны обеспечить удовлетворительные темпы отбора нефти и жидкости, что обуславливает длительные сроки их разработки ("столетия") и невысокую нефтеотдачу.

3. Разбуривание ряда объектов (например, АС₁₀₋₁₂ правобережья СЛТ Приобского месторождения) на первом этапе освоения по необоснованно разрежённой (до 50 га/скв.) сетке (2σ = 707 м) при 5-точечной системе разработки.

Согласно графику (рис. 1), построенному А.Н. Яниным [16, 18] по фактическим данным (из работы [9]), разрежение сетки от 25 до 50 га/скв. по ультранизкопроницаемому ($K_{пр.} = 2...3$ мД) пласту АС₁₂, содержащему 56 % запасов всего объекта АС₁₀₋₁₂ на СЛТ, способно снизить КИН за весь срок с 0,273 до 0,065 из-за резкого уменьшения $K_{овв.}$ с 0,580 до 0,138.

Таблица 1

Геологическая характеристика некоторых крупных объектов с НПК

Параметры пластов	Приобское		Ем-Егловская площадь	Приразломное	Мало-балькское
	ЮЛТ	СЛТ			
Продуктивные пласты (НПК)	АС ₁₀₋₁₂	АС ₁₀₋₁₂	ЮК ₂₋₉	БС ₄₋₅	Ачимовская толща
Нефтенасыщенная толщина, м	15	21	16	8,2	20
Средневзвешенные по запасам:					
– проницаемость, мД	4	6	5	7	7
– пористость, %	17	18,3	14	16...17	17
– нефтенасыщенность, %	62	70,8	51,3	56...62	55,3
Песчанность, %	22	22	< 20	42	27 (Ач ₁₋₃)
Расчленённость	14	18	20...30	10	13
Толщина 1-го песчаного пропластка, м	1,3	< 2	< 1	1,3	1,8
Пластовое давление, МПа	25,7...27,2	25,4...26,1	26,7	25,4	27,8
Давление насыщения, МПа	7,8...8,3	10,7...11,6	14,0	11,6	9,9
Пластовая температура, °С	90...92	91...93	99	97	86
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,4...1,8	1,50...1,65	0,52	1,0	1,0
Коэффициент вытеснения в ПГД	0,485	0,495	0,375	0,545	0,48
То же – по оценке авторов статьи	0,472	0,485	0,437	0,465	0,462

Таблица 2

Характеристика проектных решений, принятых на первых этапах освоения некоторых крупных объектов с НПК

Показатели	Приобское		Ем-Егловская площадь	Приразломное	Малобалькское
	ЮЛТ	СЛТ			
Объекты разработки с НПК	АС ₁₀₋₁₂	АС ₁₀₋₁₂	ЮК ₂₋₅ и ЮК ₆₋₉	БС ₄₋₅	Ачимовская толща
Год начала добычи нефти	1999	1988	1981	1986	1987
Первоначальная система разработки	Линейная одно-рядная (433×500 м)	БКЗ, 9-точечная – 500 м 5-точечная – 1000 м	Площадная обращенная, 9-точечная	Блоковая трехрядная	Площадная обращенная, 9-точечная
Тип конструкции скважины	ННС	ННС	ННС	ННС	ННС
Расстояние между скважинами, м	500	500...700	500	500	400
Форма сетки (треугольная, квадратная)	△	△/□	□	△	□
ПСС, га/скв.	21,7	25...50	25	25...50	16
КИН, доли ед.	0,282	0,35	0,219	0,362	0,343
Соотношение $N_{доб.} : N_{нагн.}$	1:1	3:1	3:1	3:1	3:1
Применение ГРП в ННС	+	+	+	+	+
Учёт азимута трещин ГРП на 1-й и 2-й стадиях освоения	Учтён сразу	Учтён не сразу	Не учтён	Не учтён	Не учтён
Устьевое давление в нагнетательных скважинах, МПа	19...20	18...20	12	18	17
Системное внедрение ОРЗ	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
Опыт бурения ГС на начальной стадии	Отрицательный (без ГРП)				
Дальнейшее развитие системы разработки	Уплотнение в добыв. рядах +ЗБС	Разукрупнение (пласт АС ₁₂)	С 2013 г. – ГС+МСГРП ⊥ линии стресса	Переход на 5- и 9-точечные системы	Переход на 5-точечную систему
Источники информации	[12–14, 16, 18]	[1–4, 8, 19–21]	[11]	[5, 6, 8]	[7]

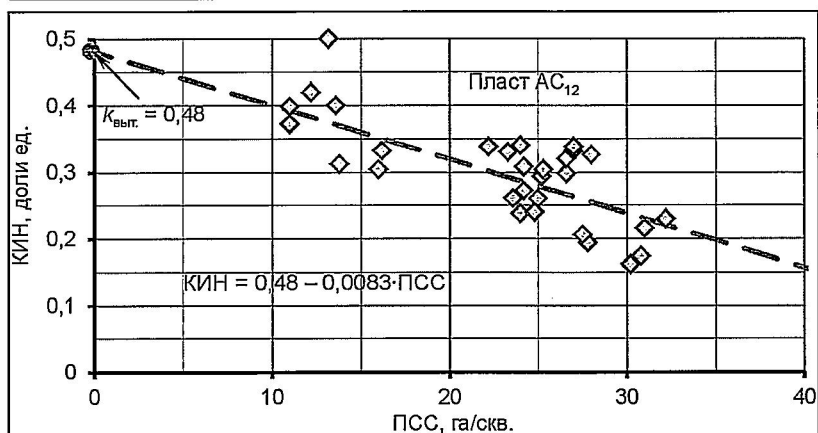


Рис. 1. Зависимость прогнозного КИН от ПСС по пласту АС₁₂ [16, 18], построенная по фактическим данным разработки 53 обводнённых участков СЛТ Приобского месторождения [9]

4. Неучёт тренда естественной природной трещиноватости пластов и направления преимущественного распространения трещин гидроразрыва и "автоГРП".

Отметим, что гидроразрывы при разработке объектов с НПК применяли в Западной Сибири, начиная с 1989 г. практически в 100 % буримых скважин, причём неоднократно. Неучёт тренда трещин ГРП привёл, например, к тому, что (при одинаковом отборе извлекаемых запасов нефти) текущая обводнённость по СЛТ Приобского месторождения (где направление трендов трещин ГРП вначале не было учтено [21]) оказалась на 15 % выше, чем по ЮЛТ, а накопленный ВНФ по СЛТ был выше в 1,66 раза, чем по ЮЛТ (рис. 2) при худших фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) у последнего объекта. Это объясняется тем, что на последнем объекте с самого начала разработки специалисты-разработчики правильно учли направление стресса пласта. С этой целью был организован "разворот" однорядной линейной системы размещения скважин – **параллельно азимуту 330...340°**. Эта система 13 лет (начиная с 2004 г.) уже внедрялась ООО "Газпромнефть-Хантос" на ЮЛТ Приобского месторождения, но авторы работы [11] в 2016 г. назвали указанную систему "юганской".

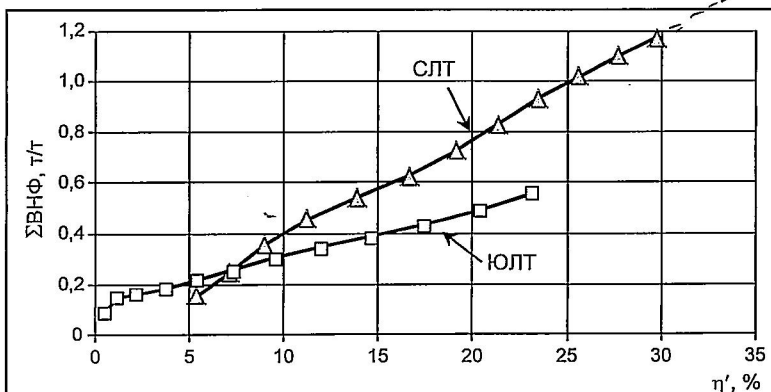


Рис. 2. Зависимость накопленного водонефтяного фактора (ΣВНФ) от отбора начальных извлекаемых запасов нефти (η) по ЮЛТ и СЛТ Приобского месторождения

5. Выбор неоптимального давления закачки воды в нагнетательных скважинах.

В работе [11] указано, что в особенно низкопроницаемых (2 мД) сильно расчленённых пластах объектов ЮК₂₋₅ и ЮК₆₋₉ Ем-Еговской площади на устьях нагнетательных скважин до 2014 г. поддерживалось аномально низкое для НПК давление закачки воды 12 МПа. Столь незначительное $P_{наг.}$ было выбрано из-за опасения возникновения в пласте трещин "автоГРП" от нагнетательных скважин. В то же время, из опыта разработки нефтяных месторождений Западной Сибири хорошо известно, что $P_{наг.} = 12$ МПа является близким к оптимальному лишь для хороших коллек-

торов с проницаемостью 400...500 мД. В условиях же НПК указанное давление нагнетания не способно обеспечить эффективное поддержание пластового давления в залежах, а также закачать необходимую норму воды в нагнетательные скважины. Авторы обращают внимание на то, что бороться с явлением "автоГРП" в НПК при увеличении $P_{наг.}$ (вплоть до 20 МПа) вообще не следует. Необходимо лишь правильно соориентировать сетку скважин, т. е. линии рядов добывающих скважин относительно направления регионального стресса, а именно сделать их *параллельными* (но не *перпендикулярными*) к азимуту стресса.

Несмотря на длительные неудовлетворительные результаты разработки рассматриваемого объекта ЮК₂₋₉, лишь в 2014 г. было принято решение [11] об увеличении устьевого давления нагнетания $P_{наг.}$, но весьма незначительно – только до 16 МПа. По мнению авторов, этого давления явно недостаточно для эффективной работы системы ППД на указанном объекте. Более рационально увеличить здесь $P_{наг.}$ до 19...20 МПа. Но это очевидное технологическое решение в области ППД на рассматриваемом объекте до сих пор не принято.

6. Применение горизонтальных скважин без проведения многостадийных гидроразрывов пластов.

В условиях высокорасчленённых неоднородных НПК бурение ГС без стимулирования их с помощью МсГРП на ряде объектов Западной Сибири (Ем-Еговское, Приразломное, Приобское (СЛТ), Малобалыкское, Омбинское и др.) с 1990 по 2000 г. оказалось неэффективным [16]. Для успешного разбуривания НПК указанную технологию необходимо было значительно усовершенствовать.

В результате НИР, новейшей "прорывной" технологией разработки НПК в Западной Сибири стало применение (с 2012 г.) горизонтальных скважин с множественными гидроразрывами пласта [10, 11, 15-17,

19, 20, 22]. В настоящее время ведущими нефтяными компаниями России "Газпром нефть" (табл. 3, 4; рис. 3), ПАО "ЛУКОЙЛ", ПАО "НК "Роснефть" и др. в области разработки плохих коллекторов достигнуты действительно выдающиеся результаты.

Приведём несколько отдельных, но показательных примеров из опыта успешной работы предприятий компании "Газпром Нефть" на месторождениях Западной Сибири:

– в декабре 2015 г. в ООО "Газпромнефть–Хантос" осуществлен на Приобском месторождении в горизонтальном участке (ГУ) скважины длиной 760 м *15-стадийный гидроразрыв пласта*;

– в марте 2016 г. в ООО "Газпромнефть–Хантос" на Приобском месторождении в горизонтальном участке длиной 920 м *впервые в России* выполнен *18-стадийный гидроразрыв пласта*;

– в июле 2016 г. в горизонтальном участке длиной 1500 м это предприятие провело *рекордный для России 30-стадийный гидроразрыв*, закачав в пласт АС₁₂ ($K_{пр.} = 2$ мД) Приобского месторождения 1200 т пропанта по "бесшаровой" технологии. Ожидаемый расчётный дебит скважины (более 130 т/сут) по факту был превышен;

– 13 апреля 2016 г. на предприятии "Газпромнефть–Ноябрьскнефтегаз" *впервые в России* проведен в горизонтальном стволе скважины Вынгапуровского месторождения *повторный 5-стадийный гидроразрыв*, а затем осуществлена аналогичная операция ещё в двух горизонтальных скважинах [17].

Приведённые примеры позволяют сделать оптимистичный вывод о том, что во втором десятилетии XXI в. в нефтяной отрасли России появилась новая мощная технология разработки низкопроницаемых коллекторов горизонтальными скважинами, практически не имеющая ограничений по числу стадий гид-

роразрыва на горизонтальном участке в низкопроницаемом пласте.

Отметим, что ООО "Газпромнефть–Хантос" в течение более 10 лет является несомненным лидером отрасли по применению новых высокоэффективных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов [12–18]. Начиная с 2003 г. на неоднородном высокорасчленённом объекте АС₁₀₋₁₂ ЮЛТ Приобского месторождения был внедрён целый комплекс высокоэффективных решений, обеспечивших получение успешных результатов разработки:

– применение интенсивной однорядной (линейной) блоковой системы разработки с доведением соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин ($N_{доб.}:N_{наг.}$) до 1:1;

– выделение единого крупного эксплуатационного объекта АС₁₀₋₁₂;

– расположение рядов добывающих и нагнетательных скважин *параллельно линии регионального стресса* с учётом преимущественного направления (азимута) трещин гидроразрыва пласта в диапазоне ~ 310...345° (в среднем 332°);

– массовое проведение с самого начала эксплуатации большеобъёмных гидроразрывов пластов объекта АС₁₀₋₁₂ в наклонно направленных скважинах, плюс многократных повторных ГРП в различных интервалах разреза [12, 16, 18];

– создание высоких давлений на устье нагнетательных скважин – до 20 МПа [18];

– снижение давления на забое добывающих скважин по мере их обводнения вплоть до 4...5 МПа [16, 18];

– массовое применение технологии ОРЗ с целью нагнетания воды в разнопроницаемые пласты мощного высокорасчленённого эксплуатационного объекта АС₁₀₋₁₂ [18];

– постоянный мониторинг, рациональное "нормирование" и поддержание баланса отбор жидкости – закачка воды по блокам и участкам разработки;

– избирательное бурение уплотняющих добывающих скважин (или боковых стволов) на линиях стгивания контуров в зонах больших нефтяных толщин объекта АС₁₀₋₁₂ [13, 14, 16];

– активное внедрение с 2012 г. новейшей технологии (см. табл. 3, 4,

Геологические параметры пластов в зоне бурения 9 первоочередных ГС + МсГРП на ЮЛТ Приобского месторождения

Номер участка	Пласт	Число ГС, шт.	Длина ГУ в пласте, м	Общая толщина пласта, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Проницаемость, мД	Проводимость, мД·м
1	АС ₁₂ ³⁻⁵	2	755	42	18,4	4,6	85
2	АС ₁₀ ¹⁻³	3	783	34	10,7	3,5	37
3	АС ₁₀₋₁₂	4	753	92	23,1	6,5	150
Среднее		9	764	56	17,4	4,9	85

Таблица 3

Таблица 4

Динамика дебитов нефти по 9 первоочередным скважинам (ГС + МсГРП) ЮЛТ Приобского месторождения за первый год их эксплуатации

Номер участка	Число скважин	Время с начала пуска в работу, мес														Среднее за 12 мес
		1	2	3	Среднее за 3 мес	4	5	6	Среднее за 6 мес	7	8	9	10	11	12	
1	2	112	100	85	99,0	82	72	64	87,7	57	52	49	45	44	43	69,5
2	3	81	83	73	79,0	61	54	48	68,4	45	41	37	35	32	31	53,8
3	4	84	97	90	90,3	82	69	55	81,0	47	41	41	40	35	33	61,9
Среднее		9	92,3	93,3	82,7	89,4	75	65	55,7	79,1	49,7	44,7	42,3	40	37,0	61,8

рис. 3) – бурения горизонтальных скважин [16] с увеличенной длиной до 1000 м и более с проведением много-стадийного (до 30 стадий) гидроразрыва пласта.

Из представленных материалов видно, что в исключительно сложных природно-геологических условиях Приобского месторождения именно ООО "Газпромнефть-Хантос" пройден наиболее короткий путь к внедрению самых совершенных подходов и высокоэффективных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов.

Выводы

1. В период с 1990 по 2010 г. основные проблемы и трудности при разработке крупных объектов с низкопроницаемыми коллекторами в Западной Сибири были обусловлены следующими неудачными решениями:

а) применение малоинтенсивных систем разработки (трехрядные, блочно-замкнутые, обращенные 9-точечные), не пригодных для объектов с низкопроницаемыми коллекторами из-за неудовлетворительного (до 3:1) соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин;

б) необоснованное разрежение плотности сетки скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов с 25 до 50 га/скв. на первом этапе разбуривания одного из эксплуатационных объектов, резко снижающее $K_{охв.}$ и КИН;

в) неучёт на первых этапах разработки объектов с НПК трендов естественной трещиноватости и азимута трещин гидроразрыва пласта. Это привело к повышенным темпам обводнения добывающих скважин ряда объектов, в том числе из-за возникновения трещин "автоГРП" от нагнетательных скважин;

г) необоснованное преждевременное разукрупнение объектов (например, горизонга ЮК₂₋₉ Ем-Еговской площади – на 2 эксплуатационных объекта ЮК₂₋₅ и ЮК₆₋₉), это уменьшило удельные извлекаемые запасы и дебиты нефти до уровней, значительно ниже рентабельных;

д) применение явно недостаточных (12...16 МПа) устьевых давлений нагнетания при закачке воды в низкопроницаемые коллекторы с проницаемостью 2...5 мД. Оптимальным в этих условиях является создание $P_{наг.}$ на уровне 19...20 МПа при обязательном учёте регионального направления трещин гидроразрыва пласта ("автоГРП").

2. С 2012 г. в Западной Сибири при разработке низкопроницаемых коллекторов началось активное внедрение новой успешной технологии – бурения горизонтальных скважин с проведением в них много-

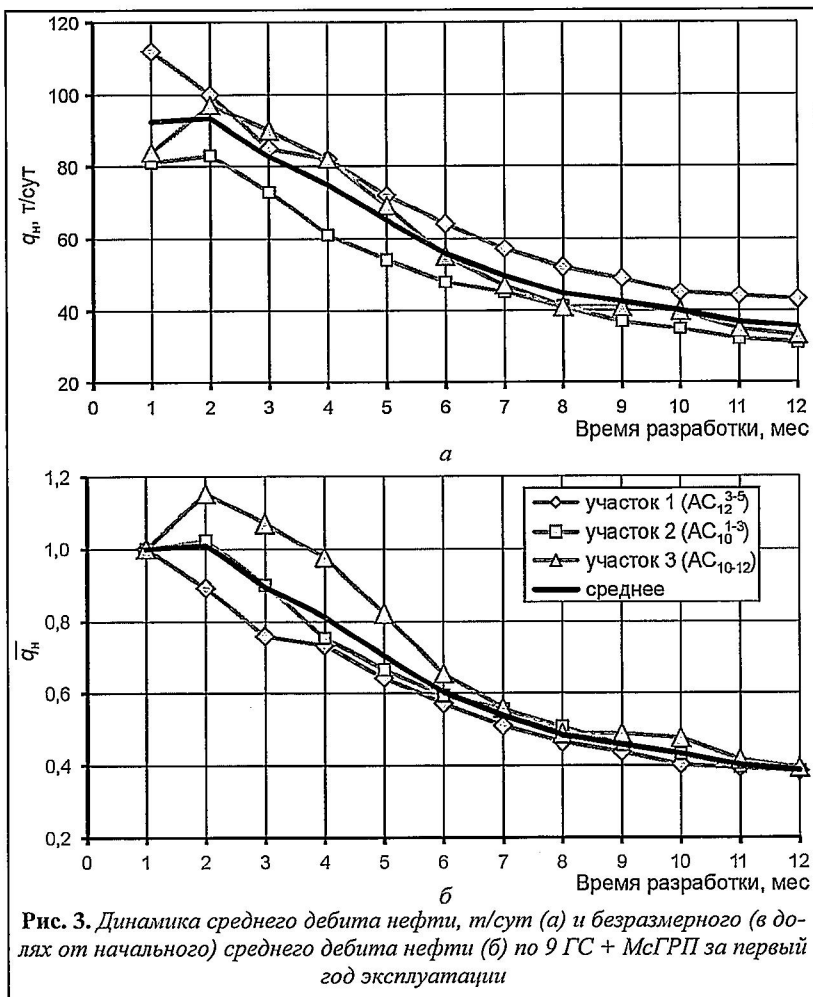


Рис. 3. Динамика среднего дебита нефти, т/сут (а) и безразмерного (в долях от начального) среднего дебита нефти (б) по 9 ГС + МсГРП за первый год эксплуатации

стадийного гидроразрыва пласта. Пробное применение обычных горизонтальных скважин без создания множественных трещин гидроразрыва в условиях низкопроницаемых многослойных пластов оказалось неэффективным.

3. В настоящее время подходы к разработке низкопроницаемых коллекторов на месторождениях Западной Сибири (по сравнению с 1990-ми гг.) во всех крупных нефтяных компаниях значительно усовершенствованы и оптимизированы. С учётом их реализации в условиях НПК достигаются приемлемые темпы добычи нефти и обеспечивается достаточно высокий (до 0,3 и более) коэффициент нефтеизвлечения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Т. 2. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция / под ред. В.Е. Гавуры. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 352 с.
 2. Протокол ЦКР Роснедра № 3735 от 13.07.2007 о рассмотрении "Дополнения к технологической схеме разработки Приобского нефтяного месторождения" // Вестник ЦКР Роснедра. – 2006. – № 3. – С. 3–24.
 3. Кудряшов С.И., Бачин С.И., Афанасьев И.С. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов // Нефть. хоз-во. – 2006. – № 7. – С. 80–83.

4. Геологическое строение и некоторые вопросы разработки Приобского месторождения / И.С. Афанасьев, К.А. Седых, Т.С. Усманов [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2005. – № 8. – С. 58–61.
5. Эффективность системы ППД пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения с низкопроницаемыми коллекторами / Э.М. Тимашев, И.Д. Магдеев, Р.Г. Нигматуллина [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2006. – № 9. – С. 22–27.
6. Анализ эффективности и прогноз объемов применения технологий гидроразрыва пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения / Э.М. Тимашев, Т.М. Еникеева, Р.Г. Нигматуллина [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2006. – № 9. – С. 40–42.
7. Асмандияров Р.Н., Кавардакова В.В. Анализ эффективности трансформации сетки скважин на Малобалыкском месторождении // Нефть. хоз-во. – 2006. – № 9. – С. 18–21.
8. Оценка перспективности применения горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта на Приразломном месторождении / Р.Н. Асмандияров, Е.В. Пономарев, А.Н. Никитин [и др.] // Науч.-техн. вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2006. – № 9. – С. 48–53.
9. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения / А.В. Тимонов, А.В. Сергейчев, И.Р. Ямалов [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2012. – № 11. – С. 38–40.
10. Совершенствование разработки низкопроницаемых коллекторов сложного построенных объектов (на примере Тайлаковского месторождения) / Ю.В. Шульев, А.П. Рязанов, С.Б. Денисов [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2011. – № 2. – С. 108–112.
11. Эволюция проектных решений по разработке отложенной томенской свиты на примере месторождений Красноленинского свода / А.А. Чусовитин, Р.А. Гнилицкий, Д.С. Смирнов [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2016. – № 5. – С. 54–58.
12. Черевко М.А., Янин К.Е., Янин А.Н. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 9. – С. 60–65.
13. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения // Бурение и Нефть. – 2014. – № 6. – С. 24–29.
14. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультра-низкопроницаемым пластам Приобского месторождения / М.А. Черевко, А.Н. Янин, Р.А. Закирова [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2015. – № 2. – С. 74–77.
15. Говзич А.Н., Биличчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО "Газпром нефть" // Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений: сб. науч. тр. Всероссийской науч.-техн. конф. 31 октября–2 ноября 2012 г. – СПб., 2013. – С. 143–149.
16. Черевко М.А., Янин К.Е., Янин А.Н. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень–Курган: Зауралье, 2015. – 265 с.
17. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта / П.И. Крюков, Р.А. Гималетдинов, С.А. Доктор [и др.] // Нефть. хоз-во. – 2015. – № 12. – С. 64–67.
18. Барышников А.В., Янин А.Н. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды. – Тюмень–Курган: Зауралье, 2013. – 344 с.
19. Внедрение технологии многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах для разработки трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых неоднородных пластов / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов [и др.] // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений: науч.-практ. конф., посвященная памяти Н.Н. Лисовского. – М., 2011. – С. 26–32.
20. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов [и др.] // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2012. – Вып. 27. – С. 22–26.
21. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.И. Муллагалиев [и др.] // Электронный журнал "Нефтегазовое дело". – 2011. – № 1. – С. 84–98.
22. Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса "РН-КИН" / С.А. Рабцевич, А.В. Колонских, Р.Х. Мустафин [и др.] // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2014. – № 2. – С. 8–13.

LITERATURA

1. Geologiya i razrabotka krupneyshikh i unikal'nykh neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy Rossii. T. 2. Zapadno-Sibirskaya neftegazonosnaya provintsiya / pod red. V.E. Gavury. – М.: VNIIOENG, 1996. – 352 s.
2. Protokol TsKR Rosnedra № 3735 ot 13.07.2007 o rassmotrenii "Dopolneniya k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Priobskogo neftyanogo mestorozhdeniya" // Vestnik TsKR Rosnedra. – 2006. – № 3. – S.3–24.
3. Kudryashov S.I., Bachin S.I., Afanas'ev I.S. Gidrorazryv plasta kak sposob razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov // Neft. khoz-vo. – 2006. – № 7. – S. 80–83.
4. Geologicheskoe stroenie i nekotorye voprosy razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya / I.S. Afanas'ev, K.A. Sedykh, T.S. Usmanov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2005. – № 8. – S. 58–61.
5. Effektivnost' sistemy PPD plasta BS4-5 Prirazlomnogo mestorozhdeniya s nizkopronitsaemyimi kollektorami / E.M. Timashev, I.D. Magdeev, R.G. Nigmatullina [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2006. – № 9. – S. 22–27.
6. Analiz effektivnosti i prognoz ob"emov primeneniya tekhnologiy gidrorazryva plasta BS4-5 Prirazlomnogo mestorozhdeniya / E.M. Timashev, T.M. Enikeeva, R.G. Nigmatullina [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2006. – № 9. – S. 40–42.
7. Asmandiyarov R.N., Kavardakova V.V. Analiz effektivnosti transformatsii setki skvazhin na Malobalykском mestorozhdenii // Neft. khoz-vo. – 2006. – № 9. – S. 18–21.
8. Otsenka perspektivnosti primeneniya gorizonta'l'nykh skvazhin s gidrorazryvom plasta na Prirazlomnom mestorozhdenii / R.N. Asmandiyarov, E.V. Ponomarev, A.N. Nikitin [i dr.] // Nauchno-tekhnicheskii vestnik ОАО "НК "Rosneft". – 2006. – № 9. – S. 48–53.
9. Vliyaniye neodnorodnosti plasta na prognoznuyu koeffitsient izvlecheniya nefiti na severnom litsenziionnom uchastke Priobskogo mestorozhdeniya / A.V. Timonov, A.V. Sergeychev, I.R. Yamalov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2012. – № 11. – S. 38–40.
10. Sovershenstvovanie razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov slozhno postroennykh ob"ektov (na primere Taylakovskogo mestorozhdeniya) / Yu.V. Shul'ev, A.P. Ryzanov, S.B. Denisov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2011. – № 2. – S. 108–112.
11. Evolyutsiya proektnykh resheniy po razrabotke otlozheniy tyumenskoy svity na primere mestorozhdeniy Krasnoleninskogo svoda / A.A. Chusovitin, R.A. Gnilititskiy, D.S. Smirnov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 5. – S. 54–58.

12. Cherevko M.A., Yanin K.E., Yanin A.N. Retrospektivnyy analiz sistemnogo primeneniya gidrorazryva plastov na Priobskom mestorozhdenii // *Territoriya Neftegaz*. – 2014. – № 9. – S. 60–65.
13. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E. Otsenka perspektiv izbiratel'nogo uplotneniya setki skvazhin na Yuzhnoy litsenziyey terriorii Priobskogo mestorozhdeniya // *Burenie i Neft'*. – 2014. – № 6. – S. 24–29.
14. Effektivnost' uplotneniya setki skvazhin po ul'tranizkopronitsaemym plastam Priobskogo mestorozhdeniya / M.A. Cherevko, A.N. Yanin, R.A. Zakirova [i dr.] // *Neft. khoz-vo*. – 2015. – № 2. – S. 74–77.
15. Govzich A.N., Bilinchuk A.V., Fayzullin I.G. Opyt provedeniya mnogostadiynykh GRP v gorizontalnykh skvazhinakh OAO "Gazprom neft'" // *Problemy i opyt razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy: sb. nauch. tr. Vserossiyskoy nauch.-tekhn. konf. 31 oktyabrya–2 noyabrya 2012 g.* – SPb., 2013. – S. 143–149.
16. Cherevko M.A., Yanin K.E., Yanin A.N. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri gorizontal'nymi skvazhinami s mnogostadiynymi gidrorazryvami plasta. – Tyumen'–Kurgan: Zaural'e, 2015. – 265 s.
17. Optimizatsiya tekhnologii povtornykh mnogostadiynykh gidrorazryvov plasta / P.I. Kryukov, R.A. Gimaletdinov, S.A. Doktor [i dr.] // *Neft. khoz-vo*. – 2015. – № 12. – S. 64–67.
18. Baryshnikov A.V., Yanin A.N. Regulirovaniye razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya s primeneniem tekhnologii odnovremennno-razdel'noy zakachki vody. – Tyumen'–Kurgan: Zaural'e, 2013. – 344 s.
19. Vnedreniye tekhnologii mnogostadiynogo gidrorazryva plasta na gorizontalnykh skvazhinakh dlya razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nizkopronitsaemykh neodnorodnykh plastov / G.G. Gilaev, I.S. Afanas'ev, A.V. Timonov [i dr.] // *Sostoyaniye i dal'neyshee razvitiye osnovnykh printsipov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy: nauch.-prakt. konf., posvyashchennaya pamyati N.N. Lisovskogo*. – M., 2011. – S. 26–32.
20. Primeneniye gorizontalnykh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami GRP dlya razrabotki nizkopronitsaemykh plastov na primere opytnogo uchastka Priobskogo mestorozhdeniya / G.G. Gilaev, I.S. Afanas'ev, A.V. Timonov [i dr.] // *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft'"*. – 2012. – Vyp. 27. – S. 22–26.
21. Vybory optimal'noy sistemy razrabotki dlya mestorozhdeniy s nizkopronitsaemyimi kollektorami / V.A. Baykov, R.M. Zhdanov, T.I. Mullagaliev [i dr.] // *Elektronnyy zhurnal "Neftegazovoye delo"*. – 2011. – № 1. – S. 84–98.
22. Vybory sistemy razrabotki mestorozhdeniy s ispol'zovaniem programmnoy kompleksa RN-KIN / S.A. Rabtsevich, A.V. Kolonskikh, R.Kh. Mustafin [i dr.] // *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft'"*. – 2014. – № 2. – S. 8–13.