

УДК 622.276.3

**А.Н. Янин<sup>1</sup>**, e-mail: Term@term-pb.ru; **С.А. Черевко<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> 000 «Проектное бюро «Технологии Эффективной Разработки Месторождений» (Тюмень, Россия).

<sup>2</sup> 000 «Газпромнефть-Хантос» (Ханты-Мансийск, Россия).

## Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин

Целью исследования, результаты которого приводятся в статье, являлось установление по промысловым данным степени влияния вновь созданных техногенных трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин, расположенных по-разному относительно тренда регионального стресса в однорядной системе разработки слабопроницаемого объекта АС10–12 Приобского месторождения (южная часть).

Метод исследования – геолого-промысловый анализ результатов эксплуатации добывающих и нагнетательных (в отработке) скважин за одинаковый период времени: от начала закачки до появления воды в продукции скважин. При этом скважины указанных двух групп расположены относительно направления трещин большеобъемных гидроразрывов пласта перпендикулярно и параллельно.

Объектом исследования стал Центральный участок горизонта АС10–12 Приобского месторождения (южная часть), представленного тремя продуктивными пластами – АС10/1-3, АС10/4 и АС12-1/3-5, содержащими литологически экранированные залежи нефти. Площадь участка – 4159 га, средняя нефтенасыщенная толщина – 33 м (максимальная – до 70 м). Проницаемость пачки АС10 – 7 мД, пачки АС12 – 2 мД, в среднем – 4,7 мД. Нефтенасыщенная толщина АС10 – 18 м, АС12 – 15 м. Нефтенасыщенность горизонта АС10–12 – 62 %, послойная неоднородность (по В.Д. Лысенко) – 0,73, песчаность – 48 %, расчлененность – 27. Средняя толщина одного песчаного пропластка: в пачке АС10 – 1,2 м, в пачке АС12 – 1,25 м. Коэффициент вытеснения нефти водой – 0,503.

**Ключевые слова:** Приобское месторождение, объект АС10-12, Центральный участок, однорядная система разработки, гидроразрыв пластов, азимуты трещин, авто-ГРП, показатели разработки, скорость продвижения воды, характеристика вытеснения нефти.

.....

**А.Н. Янин<sup>1</sup>**, e-mail: Term@term-pb.ru; **С.А. Черевко<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> 000 (LTD) Project office «Technologies for the Effective Development of Deposits» (Tyumen, Russia).

<sup>2</sup> 000 «Gazpromneft-Khantos» (Khanty-Mansiysk, Russia).

## The Influence Of The Hydrofracturing Cracks Direction On The Performance Indicators Of Wells

The research target, which results are given in the article, was the establishment of the influence of the newly created technogenic hydrofracturing cracks on the well performance indicators with using field data. These wells are located differently with the trend of the regional stress in the single development system of low permeable object AS10–12 located in Priobskoe oil deposit (southern part). The research method is a geological and commercial analysis of operating results of production and injection wells for the identical time: from the start of injection to the water appearance in the well's production. Herewith the wells of the two pointed groups are located perpendicular and parallel towards the hydrofracturing cracks direction.

The research object was the Central section of the horizon AS10–12 Priobskoe oil deposit (southern part), represented by three productive layers – AS10/1-3, AS10/4 and AS12-1/3-5 [1, 2], containing lithological screened deposits of oil. The plottage is 4159 hectares, the average oil-saturated depth is 33 m (maximum 70 m). The permeability of AS10 pack – 7 MD, AS12 pack – 2 MD, an average is 4.7 MD. Oil-saturated depth of AS10 – 18 m, AS12 – 15 m. The oil saturation of AS10–12 horizon – 62 %, layer heterogeneity (by V.D. Lysenko) – 0,73, sand content 48 %, fragmentation – 27 %. The average thickness of a single sand interlayer in AS10 pack AS10 – 1.2m, in AS12 pack – 1,25 m. Parameter of oil displacement by water – 0,503.

**Keywords:** Priobskoye oil field, AS10-12 pack, a Central section, a single development system, the fracturing, the azimuths of cracks, auto fracturing, development parameters, water movement speed, parameters of oil displacement.

Таблица 1. Характеристика БВП скважин  
Table 1. Characteristics of irrevocable water consumption (IWC) of wells

Показатели Parameters	Добывающие (перпендикулярны трещине ГРП) Production wells (perpendicular to hydrofracturing cracks)	Нагнетательные в отработке (параллельны трещине ГРП) Injection wells (test process) (parallel to hydrofracturing cracks)	$\pm \Delta_{отн.}$ $\pm \Delta_{rel.}$
Количество рассмотренных скважин The number of analyzed wells	84	60	
Нефтенасыщенная толщина, м Oil-filled thickness, m	33,9	34,5	+2 %
Средняя депрессия – $\Delta P$ , МПа Average depression – $\Delta P$ , MPa	13,8	15,6	+13 %
Продолжительность БВП, годы Duration of IWC, years	3,06	0,78	В 3,92 раза In 3.92 times
Удельная добыча нефти за БВП, тыс. т/скв. Specific oil production IWC, thsd. t/wells	54,7	22,2	-59 %
То же на 1 м $h_n$ , т/м The same for 1 m of the oil-filled thickness, t/m	1614	643	-60 %
То же на 1 м $h_n$ x 1 ср. $\Delta P$ , т/м·МПа The same for 1 m of the oil-filled thickness x 1 average. $\Delta P$ , t/m·MPa	116,9	41,2	-65 %
Средний дебит нефти за БВП, т/сут The average oil production IWC, t/d	49	78,2	+60 %
То же, на 1 м $h_n$ , т/сут·м The same for 1 m of the oil-filled thickness, t/d·m	1,45	2,27	+57 %
То же на 1 м $h_n$ x 1 ср. $\Delta P$ , т/сут·м·МПа The same for 1 m of the oil-filled thickness x 1 average. $\Delta P$ , t/d·m·MPa	0,105	0,146	+39 %
Скорость прорыва воды, м/сут Water penetration speed, m/day	0,5	3,9	+7,8 раза +7.8 times

Центральный участок горизонта АС10–12 Приобского месторождения (южная часть) введен в добычу в 2003 г., здесь пробурено 285 скважин, из них 194 основного фонда (в том числе 100 добывающих и 94 нагнетательные), уплотняющих добывающих – 91. Первоначально участок разбурен по линейной однорядной блоковой системе разработки с треугольной равномерной сеткой плотностью 21,65 га/скв. (рис. 1). Расстояние между рядами нагнетательных и добывающих скважин – 433 м, между скважинами в рядах (как в добывающих, так и в нагнетательных) – 500 м. Азимут направления размещения рядов скважин ~ 340°. Плотность начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти по объекту АС10–12 высокая – 9,7 тыс. т/га. Максимальная добыча нефти по участку – 2170 тыс. т при темпе отбора от НИЗ 5,4 % – получена в 2007 г. Темп

отбора жидкости от НИЗ достигал 9 %. КИН на 01.01.2015 г. ~ 0,14, от НИЗ отобрано 42 %, текущая обводненность – 56 %. Характеристика обводнения участка вполне удовлетворительная, накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) – 0,55 т/т. Ключевым технологическим фактором, обеспечившим весьма успешные результаты разработки слабопроницаемых пластов Приобского месторождения, является масштабное применение гидроразрыва, проведенного, причем неоднократно, во всех скважинах. По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении проведено более 6 тыс. гидроразрывов пласта, из них на пачку АС10 приходится 63 %, на пачку АС12 – 37 % общего их количества. По Центральному участку в 285 скважинах выполнено всего 868 ГРП, т. е. в среднем по три гидроразрыва в ка-

ждой скважине. По пачке АС10 сделано 518 ГРП, по АС12 – 350 ГРП. Наибольшее количество первичных ГРП выполнено в начальный период разбуривания и разработки участка – в 2004–2007 гг. Масса закачанного проппанта в среднем на 1 операцию по участку составляет 118 т/скв., в том числе по основному фонду скважин – 123 т/скв. (при диапазоне от 20 до 400 т/скв. и более). Большеобъемные (>100 т проппанта) ГРП составили примерно половину от всех операций. На 1 м нефтенасыщенной толщины приходится в среднем 10,3 т/м закачанного проппанта. Согласно дизайну расчетная полудлина трещины ГРП оценивается примерно в 140–150 м, ширина трещины, закрепленная проппантом, – 4–5 мм. Давление (на забое) начала раскрытия трещин ГРП – 42 МПа. Гидроразрыв пласта в условиях южной лицензионной территории (ЮЛТ)

Ссылка для цитирования (for citation):

Янин А.Н., Черевко С.А. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 12. ?????

Yanin A.N., Cherevko S.A. The Influence Of The Hydrofracturing Cracks Direction On The Performance Indicators Of Wells (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 12, ??????

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2. Показатели и режимы эксплуатации скважин Центрального участка объекта АС10–12

Table 2. Parameters and operation modes of wells in the Central section of the AS10–12 pack

Показатели Parameters	Скважины Wells	Годы Years				Среднее Average	Разница Difference	
		2006	2007	2008	2009		Ед. изм. Measur. units	%
Количество скважин Number of wells	Добывающие Production	67	95	99	98	99		
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	53	62	43	19	62		
	Всего Total	120	157	142	117	161		
Дебит нефти, т/сут Oil flow rate, t/d	Добывающие Production	55,5	48,3	42,8	33,8	44,2	+4,2	+9
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	64,7	51,8	42,2	32,4	51,2		
	Всего Total	59,6	49,7	42,6	41,5	48,2		
Дебит жидкости, т/сут Fluid flow rate, t/d	Добывающие Production	60,7	53,1	47,6	53,9	53,2	+27,4	+52
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	83,2	76,6	79,4	85,3	80,2		
	Всего Total	70,6	62,4	57,2	59,0	63,4		
Обводненность, % Water cut, %	Добывающие Production	8,6	9,0	10,1	37,3	16,9	+25 % абс. +25 % abs.	В 3 раза In 3 times
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	22,2	32,4	46,9	60,3	36,2		
	Всего Total	14,8	19	22,9	28,6	21,6		
Накопленный ВНФ, т/т Accumulated water-oil factor, t/t	Добывающие Production	0,09	0,10	0,11	0,26			В 6 раз In 6 times
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	0,29	0,48	0,88	1,52			
	Всего Total	0,17	0,23	0,30	0,40			
Пластовое давление, МПа Layer pressure, MPa	Добывающие Production	19,1	19,3	18,9	19,3	19,2	+2,5	+13
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	20,9	21,5	22,6	22,4	21,7		
	Всего Total	19,9	20,2	20,0	19,8	20,2		
Забойное давление, МПа Bottomhole pressure, MPa	Добывающие Production	6,7	5,5	4,7	5,0	5,4	+1,1	+20
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	6,5	6,6	6,5	6,2	6,5		
	Всего Total	6,6	5,9	5,2	5,2	5,8		
Депрессия на пласт, МПа The layer depression, MPa	Добывающие Production	12,5	13,8	14,2	14,3	13,8	+1,8	+13
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	14,4	15	16,2	16,3	15,6		
	Всего Total	13,3	14,2	14,8	14,6	14,3		
K <sub>прод</sub> по жидкости, м <sup>3</sup> /сут·МПа K <sub>прод</sub> of the liquid, m <sup>3</sup> /d·MPa	Добывающие Production	4,86	3,85	3,35	3,77	3,83	+1,31	+34
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	5,78	5,11	4,90	5,23	5,14		
	Всего Total	5,27	4,35	3,82	4,0	4,33		
Среднее время эксплуатации 1-й скважины, дни The average time operation of the 1 <sup>st</sup> well, days	Добывающие Production	255	305	358	360	325	-89	-27
	Нагнетат. в отработке Injection (testing process)	192	239	260	293	236		
	Всего Total	227	279	328	349	296		

фактически стал мощной прорывной технологией, обеспечившей рентабельную разработку низко- и ультранизкопроницаемых коллекторов объекта АС10–12. Согласно оценкам [1, 2] доля дополнительной добычи нефти на ЮЛТ Приобского месторождения, извлеченной за счет ГРП, составляет 62 % от общей накопленной добычи за историю разработки.

Важнейшим условием, обеспечивающим благоприятную характеристику вытеснения нефти водой в условиях рядных систем разработки низкопроницаемых коллекторов, является выбор правильного расположения рядов скважин – относительно азимута преимущественного распространения трещин гидроразрыва. Известно, что если трещины ГРП распространяются параллельно линиям рядов скважин, то в случае создания одной «двукрылой» трещины характеристика обводнения участка будет благоприятной, и наоборот.

Согласно данным работ [3, 4] по месторождениям ООО «РН-Юганскнефтегаз» в ХМАО – Югре (Приобское – СЛТ, Малобалыкское, Восточно-Сургутское, Киняминское и др.) азимут распространения трещин первичных ГРП составляет в среднем 332° (рис. 2) при стандарт-

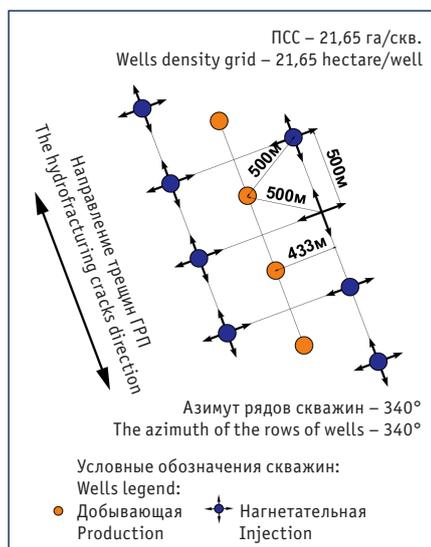


Рис. 1. Типовой элемент схемы размещения скважин на Приобском месторождении (южная часть)

Fig. 1. The standard component on the wells location scheme at the Priobskoye field (South part)

ном отклонении от указанной величины  $\pm 14^\circ$ . Причем в работе [4] показано, что в условиях пластов, подобных АС11–12 Приобского месторождения (СЛТ), при гидроразрыве создается одна «двукрылая» трещина.

Вначале изучили показатели эксплуатации двух групп скважин Центрального участка месторождения (объект АС10–12) за безводный период (БВП) их работы (табл. 1), а именно: а) скважин добывающих рядов; б) скважин нагнетательных рядов (в отработке) на нефть. Из табл. 1 следует, что за БВП показатели работы двух групп скважин существенно различаются:

- у скважин добывающих рядов (перпендикулярны направлению трещин ГРП) накопленные показатели по добыче нефти значительно лучше;
- у нагнетательных скважин (параллельны трещинам ГРП) существенно выше дебит нефти и удельный дебит.

Рассмотрим историю эксплуатации скважин Центрального участка ЮЛТ Приобского месторождения. При обобщении материалов учтены данные по 161 скважине, пробуренной в начальный период разработки, в том числе 99 расположены в добывающих рядах и 62 нагнетательные скважины, перебивавшие в отработке на нефть (табл. 2) в период с 2006 по 2009 г. Временной интервал анализа работы обеих групп скважин одинаков.

Сравнение результатов эксплуатации скважин добывающих и нагнетательных рядов на одинаковом временном отрезке указывает на существенную разницу (табл. 2, рис. 2) в показателях:

- средний дебит нефти нагнетательных скважин на 9 % выше;
- средний дебит жидкости их выше в 1,5 раза;
- обводненность выше в 3 раза;
- накопленный ВНФ выше в 6 раз.

При практически одинаковых с добывающим фондом геолого-физических параметрах пластов отмечено превышение дебита жидкости и обводненности скважин нагнетательных рядов, которое обусловлено двумя основными факторами:

- различным размещением скважин относительно направления распространения трещин ГРП и, соответственно,

разными скоростями продвижения фронта нагнетаемой воды;

- более интенсивными режимами эксплуатации скважин нагнетательных рядов.

Из сравнения режимов эксплуатации двух групп скважин следует, что:

- среднее пластовое давление в зоне скважин нагнетательных рядов на 2,5 МПа, или на 13 %, выше, чем по добывающим рядам (из-за опережающего в зоне закачки эффекта авто-ГРП);
- среднее забойное давление по нагнетательным (в отработке) скважинам выше на 20 % из-за подъема на поверхность более обводненной продукции;
- вследствие более высокого пластового давления средняя депрессия на пласт по нагнетательным (в отработке) скважинам выше на 1,8 МПа, или на 13 %;
- коэффициент их продуктивности на 1,3 м<sup>3</sup>/сут.МПа, или на 34 %, выше, чем по добывающим скважинам.

Однако главным фактором, обуславливающим различие показателей эксплуатации групп скважин, является скорость продвижения фронта нагнетаемой воды относительно «генерального» направления развития трещин ГРП, имеющих азимут  $\sim 332^\circ + 14^\circ$ . В рассматриваемых условиях забой нагнетательных скважин (под закачкой и в отработке) в пласте практически напрямую свя-

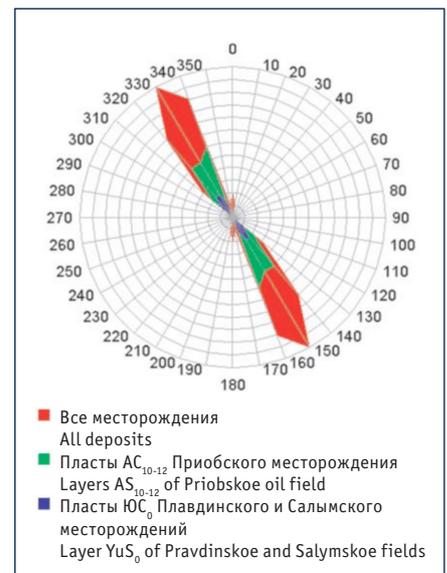


Рис. 2. Результаты исследований по определению азимуты трещин ГРП [4]

Fig. 2. The research results of determining the azimuth of a hydraulic fracture [4]

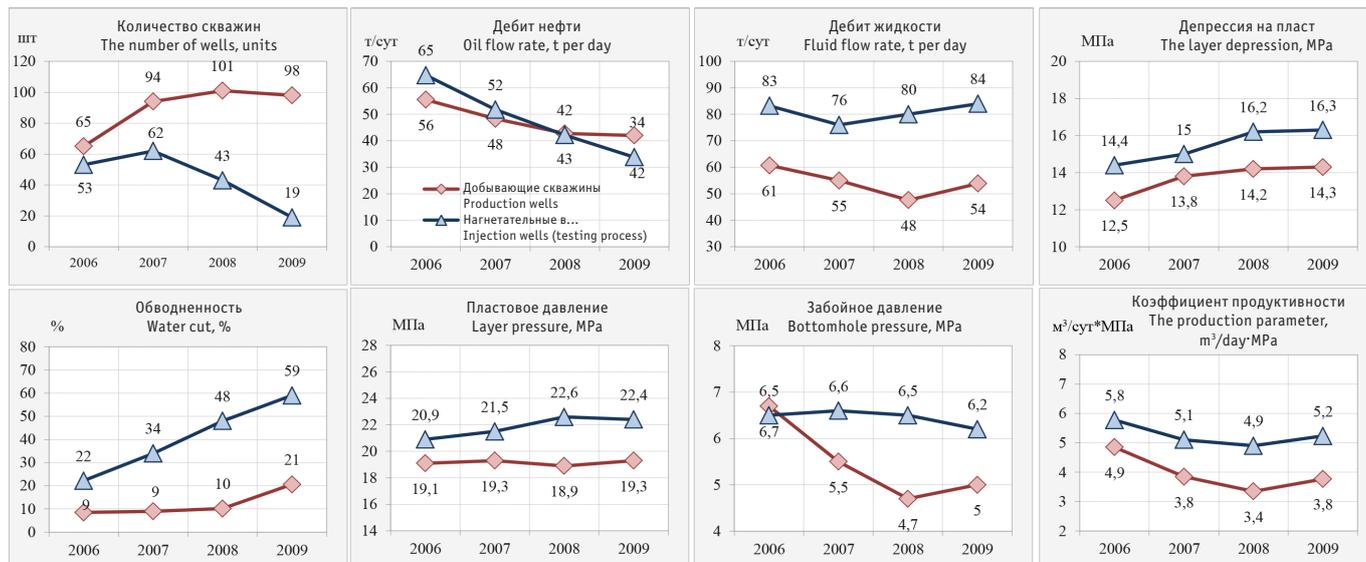


Рис. 3. Графики эксплуатации скважин добывающих и нагнетательных (в отработке) рядов Центральной части ЮЛТ

Fig. 3. Graphs of the exploitation of production and injection wells (testing process) of the rows of the Central part of the southern licensed territory (SLT)

заны через техногенные трещины ГРП. В то же время добывающие скважины находятся здесь в более выгодном положении, а именно – перпендикулярны линиям трещин гидроразрыва (рис. 1). Для определения скоростей продвижения фронта нагнетаемой воды оценили время ее появления в добывающих и нагнетательных (в отработке) скважинах за один и тот же временной период: после перевода под закачку соседних

нагнетательных скважин. При этом получено, что средняя продолжительность периода от начала закачки до появления воды в добывающих скважинах составляет 31,8 месяца, или 2,65 года, а для нагнетательных в отработке – 4,3 месяца (0,36 года). Скорость продвижения фронта нагнетаемой воды (с учетом наличия в пласте трещин ГРП) при расстоянии между скважинами по сетке 500 м составляет: для добывающих скважин –

0,5 м/сут, для нагнетательных в отработке – 3,9 м/сут, т. е. в 7,8 раза выше. Таким образом, при параллельном расположении рядов скважин относительно направления трещин ГРП формируется достаточно равномерный фронт продвижения закачиваемой воды, обеспечивающий более высокую эффективность вытеснения нефти (рис. 4). Выполненная оценка скоростей продвижения фронта нагнетаемой воды является приближенной, так как реакция добывающих скважин на закачку воды определялась только по скачку обводненности – после перевода соседних нагнетательных скважин под закачку воды. Более достоверно скорость продвижения воды (в разных направлениях – относительно линии стресса) можно оценить путем проведения трассерных исследований при переводе под закачку нагнетательных скважин на вновь осваиваемых участках.

Отметим также следующий важный момент. При расстоянии между нагнетательными скважинами 500 м (рис. 1) и суммарной длине «двукрылой» трещины ГРП в этом межскважинном пространстве 150 м + 150 м = 300 м расчетный отрезок пласта между двумя соседними нагнетательными скважинами, не охваченный ГРП, составляет 200 м. В то же время расстояние (по прямой) от окончания «крыла» трещины ГРП в нагнетательной скважине до забоя

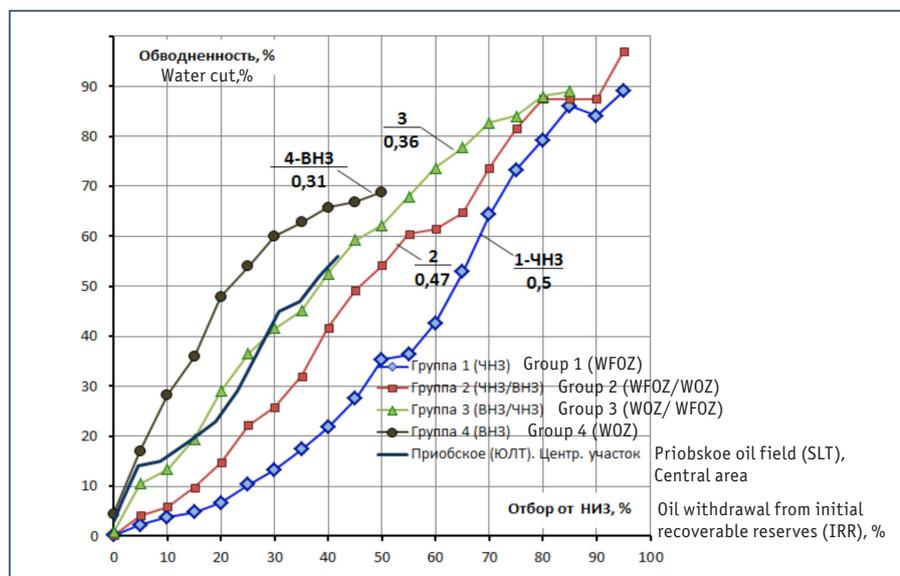


Рис. 4. Усредненные зависимости «обводненность – отбор НИЗ» по группам залежей (ЧНЗ, ВНЗ) месторождений Юганского района ХМАО и Центрального участка ЮЛТ [7]

Fig. 4. The average dependences «water cut – oil withdrawal from initial recoverable reserves (IRR)» on groups of deposits (water-free oil zone – WFOZ, water-oil zone – WOZ) of Yugansk region of Khanty-Mansi Autonomous Okrug and the Central area of the SLT [7]

добывающей скважины, не охваченное трещиной ГРП, составляет 458 м. При прочих равных условиях это означает, что разница в скоростях продвижения ФНВ добывающих/нагнетательных скважин должна составлять 458 м : 200 м = 2,3 раза. Фактическое же соотношение скоростей продвижения закачиваемой воды к нагнетательным и добывающим скважинам (с учетом «выравнивания» их на единицу перепада давления  $\Delta P$ ) составляет 6,3 раза. Исходя из этого можно предположить, что расстояние, не затронутое трещинами ГРП в промежутке между нагнетательными скважинами в ряду, составляет не 200 м, а всего лишь 73 м (из расчета 458 м : 6,3). Это можно объяснить только проявлением в пласте кроме техногенных трещин ГРП также «первичных» трещин авто-ГРП, имеющих суммарную длину двух «крыльев» трещины ~ 850 м. Согласно данным работы [5] для условий Приобского месторождения (СЛТ) длина одного «крыла» трещины ГРП может достигать 1000 м. Таким образом, удачное размещение рядов скважин в однорядной системе

разработки в условиях массового применения гидроразрывов пласта на ЮЛТ Приобского месторождения обеспечило удовлетворительную характеристику обводнения Центрального участка. Из рис. 4 следует, что кривая обводнения, построенная в координатах «котбор НИЗ – обводненность», близка к типовой характеристике вытеснения по среднепроницаемым объектам нефтяных месторождений Юганского района ХМАО – Югры, представленным примерно в равном соотношении участками ЧНЗ и ВНЗ, с ожидаемой прогнозной конечной нефтеотдачей ~ 36 % [7].

### ВЫВОДЫ

1. При разработке крупных литологических залежей нефти, приуроченных к слабопроницаемым (2–7 мД) коллекторам (типа объекта АС10–12 Приобского месторождения), рядными системами с массовым применением большеобъемных ГРП важнейшую роль играет правильное размещение рядов скважин относительно регионального направления техногенных трещин гидроразрыва (или трещин авто-ГРП).

2. Показано, что время от начала закачки воды в нагнетательные скважины до появления воды в соседних скважинах, расположенных параллельно и перпендикулярно направлению трещин ГРП, составляет, соответственно, 4,3 и 31,8 мес, а скорости продвижения ФНВ (приведенные к единице депрессии) различаются в 6,3 раза.

3. При расчетной длине одного «крыла» трещины ГРП 150 м фактическая полудлина ее, видимо, превышает 200–210 м, что связано с первоначальным проявлением эффекта авто-ГРП.

4. За счет оптимального размещения скважин добывающих рядов относительно трещин ГРП по южной лицензионной территории Приобского месторождения (Центральный участок) удалось обеспечить удовлетворительную характеристику обводнения: при отборе 42 % НИЗ текущая обводненность составила 56 %, а накопленный ВНФ – 0,55 т/т.

*Авторы статьи благодарят за помощь в сборе и обработке исходных материалов Р.А. Закирову, Н.А. Исакову, О.А. Шабалину (ООО «ПБ «ТЭРМ»).*

### Литература:

1. 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.
2. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. Тюмень – Курган: Изд-во «Зауралье», 2015. 268 с.
3. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М. и др. Переориентация азимута трещины повторного ГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
4. Латыпов И.Д., Исламов Р.А., Сулейманов Д.Д. Геомеханические исследования баженовской свиты // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2. С. 20–24.
5. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А. и др. Исследование развития трещин авто-ГРП на опытно-участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
6. Байков В.А., Буранов И.М., Латыпов И.Д. и др. Контроль развития техногенных трещин авто-ГРП при ППД на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 30–32.
7. Янин А.Н. О динамике добычи безводной нефти в процессе разработки месторождений Западной Сибири // Бурение и Нефть. 2012. №11. С. 10–14.

### References:

1. Cherevko M.A., Yanin K.E., Yanin A.N. A Retrospective Analysis Of The Systemic Usage Of Fracturing At The Priobskoye Oil Field. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2014, No. 9, P. 60–65. (In Russian)
2. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E. The Development Of Oil Fields In Western Siberia Using Horizontal Wells With Multi-Stage Fracturing. Tyumen – Kurgan, Publishing company Zauralye, 2015, 268 pp. (In Russian)
3. Latypov I.D., Borisov G.A., Haidar A.M., and the others. The reorientation of the crack azimuth after the re-fracturing on the fields of ООО «RN-Yuganskneftegaz». Neftianoe khoziaistvo = Oil Industry, 2011, No. 6, P. 34–38. (In Russian)
4. Latypov I.D., Islamov R.A., Suleymanov D.D. Geomechanical research of the Bazhenov formation. Nauchno-tehnicheskii vestnik ОАО «НК «Rosneft» = Sci-Tech. Herald Of NK Rosneft, 2013, No. 2, P. 20–24. (In Russian)
5. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., and the others. The Research Of The Development Of The Auto Fractured Cracks On The Experimental Section Of The Priobskoe Field With A Linear Development System. Neftianoe khoziaistvo = Oil Industry, 2012, No. 5, P. 70–73. (In Russian)
6. Baikov V.A., Buranov I.M., Latypov I.D., and the others. Monitoring Of The Development Of The Auto Fractured Cracks With LPM (Layer Pressure Maintenance) In The Fields Of ООО «RN-Yuganskneftegaz». Neftianoe khoziaistvo = Oil Industry, 2013, No. 11, P. 30–32. (In Russian)
7. Yanin A.N. About The Dynamic Of Production Of Waterless Oil In The Process Of Development Of Deposits Of Western Siberia. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2012, No. 11, P. 10–14. (In Russian)