

Нефтепромысловое дело. 2022. № 2(638). С. 10–18

Oilfield engineering. 2022; (2(638)):10–18

Научная статья

УДК 622.276

DOI: 10.33285/0207-2351-2022-2(638)-10-18

ПРОГНОЗ НАЧАЛЬНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В СЛАБОНЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Н. Янин

Проектное Бюро "ТЭРМ", Тюмень, Россия

term@term-pb.ru

Аннотация. Сравнение "свободных" выборок параметров на месторождениях первого этапа освоения недр Среднего Приобья (35 пластов, введенных до 1978 г.) и Ноябрьского района (14 пластов, введенных в 1980-х гг.) показало их практическое совпадение по величине среднего коэффициента нефтенасыщенности ($K_{\text{нн}}$ – 0,63 и 0,63); по пористости наблюдалось некоторое различие – 22 и 19 %; по проницаемости расхождение велико – 280 и 50 мД, соответственно.

В Юганском районе Среднего Приобья средняя фактическая начальная обводненность по 8 тыс. новых скважин, введенных в 1966–1985 гг., составила 10 %. В Ноябрьском районе по 4010 скважинам, введенным в 1990–1997 гг., обводненность была в 2 раза выше (~20 %). Средний утвержденный КИН по "Юганскнефтегазу" в этот период составлял 0,37, а по Ноябрьским месторождениям – 0,35, т. е. различие в нефтеотдаче было невелико.

Величина "критической" нефтенасыщенности, ниже которой в продукции скважин появляется вода, зависит от проницаемости пластов. Для низкопроницаемых (< 50 мД) коллекторов на месторождениях Среднего Приобья "критическая" нефтенасыщенность составляет ~50...55 %.

Для пласта ЮВ₁ Ореховской площади Орехово-Ермаковского месторождения получена устойчивая линейная зависимость начальной (за первые 3 мес) обводненности скважин, обработанных гидроразрывом, от нефтенасыщенности (в интервале 35...50 %).

Сильное влияние на начальную обводненность оказывает проведение гидроразрыва пласта (ГРП). Анализ полученной зависимости позволяет сделать предположение, что проведение ГРП на участках чисто нефтяной зоны ($K_{\text{нн}} = 50 \%$) из-за прорыва глинистых перемычек увеличивает входную обводненность обрабатываемых скважин примерно на 25...30 % абс.

Установлена применимость предложенной формулы при оценке начальной обводненности для других пластов (в частности, пластов группы АВ₁) соседнего нефтяного района на месторождениях компании "ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь".

Ключевые слова: нефтяные месторождения, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ, слабонефтенасыщенный пласт, скважина, гидроразрыв пласта, начальная обводненность, сопоставление "факт–прогноз".

Для цитирования: Янин А.Н. Прогноз начальной обводненности добывающих скважин в слабонефтенасыщенных коллекторах на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 2(638). – С. 10–18. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-2(638)-10-18

Original article

FORECAST OF PRODUCING WELLS INITIAL WATER-FLOODING IN POORLY SATURATED OIL RESERVOIRS IN THE WESTERN SIBERIA FIELDS

A.N. Yanin

PB "TERM", Tyumen, Russia

term@term-pb.ru

Abstract. Comparison of parameters' "free" samples in the fields during the first stage of the subsoil assets development of the Middle Ob region (35 layers that were put into operation before 1978) and the Noyabrsk region (14 layers that were put into operation in the 1980s) proved their practical coincidence in terms of the average oil saturation coefficient ($K_{\text{нн}}$ – 0,63 and 0,63); there was some difference in porosity – 22 and 19 %; the discrepancy in permeability is large – 280 and 50 mD, respectively.

In the Yugansk region of the Middle Ob region, the average actual initial water cut for 8 thousand new wells commissioned in 1966–1985 was 10 %. In the Noyabrsk region, for 4010 wells commissioned in 1990–1997, the water cut was 2 times higher (20 %). The average approved oil recovery factor for Yuganskneftegaz during this period made 0,37, and for the Noyabrskoye fields – 0,35, that is, the difference in oil recovery was small.

The value of the "critical" oil saturation, below which water appears in the wells production, depends on the reservoirs permeability. In the fields of the Middle Ob region the "critical" oil saturation of low-permeable reservoirs (< 50 mD) made approximately 50...55 %.

For the YuV₁ reservoir of the Orekhovskiy site of the Orekhovo-Ermakovskoye field, a stable linear dependence of the initial (for the first 3 months) water cut in the wells subjected to hydraulic fracturing on oil saturation (in the range of 35...50 %) was obtained.

Hydraulic fracturing strongly affects the initial water cut. The analysis of the obtained dependence allows making the assumption that hydraulic fracturing in the sites of a purely oil zone ($K_{nn} = 50\%$), due to the breakthrough of clay bridges, increases the inlet water cut of the treated wells by about 25...30 % abs.

The applicability of the proposed formula for assessing the initial water cut for other reservoirs (in particular, reservoirs of the AB₁ group) of the neighboring oil region at the fields of the LLC "LUKOIL-Western Siberia" has been established.

Keywords: oil fields, Khanty-Mansy Autonomous territory – Yugra, Yamalo-Nenets Autonomous territory, weakly saturated oil reservoir, well, hydraulic fracturing, initial water cut, "fact-forecast" comparison

Исследованию влияния начальной нефтенасыщенности на процесс разработки залежей (с "непредельным" и низким нефтенасыщением) посвящено значительное число работ. Однако в большинстве из них некие прямые корреляции начальной нефтенасыщенности пласта K_{nn} и входной обводненности $f_{внач}$ скважин (первичной, "основной" сетки), как правило, не приводятся.

Цели статьи:

1. Сравнить параметры коллекторов на месторождениях двух различных характерных районов Тюменской области: Среднего Приобья (ХМАО – Югра) и Ноябрьского района ЯНАО и оценить их влияние на начальную обводненность скважин по фактическим "усредненным" промысловым показателям.

2. Установить аналитическую зависимость $f_{внач}$ от K_{nn} на основе анализа результатов эксплуатации новых скважин пласта ЮВ₁ Ореховской площади Орехово-Ермаковского месторождения, расположенного на Нижневартовском своде. Проект разработки площади составлен в 2018 г. [1].

3. Оценить степень влияния проведения гидроразрыва пласта (ГРП) в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ) на начальную обводненность.

Понятно, что входная обводненность скважин (основного фонда) определяется очень широким набором геологических и технологических факторов. Среди них можно выделить:

1. Геологические факторы:

- зона нефтенасыщения на залежи (ЧНЗ, ВНЗ и т. д.);
- величина начальной нефтенасыщенности пласта на площади, не затронутой разработкой, наличие "рыхлосвязанной" воды в разрезе;

- наличие (или отсутствие) глинистого раздела на границе нефть–вода, его толщина и механические характеристики;

- тип строения водонефтяной зоны (ВНЗ) в "массивной" залежи (монолитность и расчлененность пласта);

- слоистая неоднородность объекта, наличие "суперколлекторов" в объеме пласта;

- "приоритетный" азимут развития трещин ГРП (авто-ГРП) в пласте.

2. Технические факторы:

- конструкция забоя, тип заканчивания скважин;
- качество цементного камня в заколонном пространстве скважин;

- герметичность эксплуатационной колонны;

- проведение (или отсутствие) гидроразрыва пласта, его "объемность";

- величина депрессии на пласт (или $P_{заб.}$) в процессе освоения скважин и в начальный период их эксплуатации.

3. Технологические факторы:

- отнесение скважин к "основной" сетке или к уплотняющему бурению (в том числе забуривание боковых стволов (ЗБС));

- расстояние до ближайших нагнетательных скважин и объемы закачки воды в них;

- выработанность запасов участков залежи в зоне бурения скважин и др.;

- расположение скважин относительно азимутов развития трещин гидроразрыва (или авто-ГРП от нагнетательных скважин) и многие др.

Обратимся к истории вопроса. В работе [2] среди факторов, оказывающих влияние на наличие "связанной" воды в пластах нефтяных месторождений Западной Сибири, отмечены следующие:

- медианный размер зерен породы и отсортированность "гранул" коллектора;

- количество и характер распределения глинистого, а также карбонатного цемента;

- минералогический состав обломочного материала, в особенности количество измененных полевых шпатов.

В работе [3] для выборки, представленной "лучшими" коллекторами в регионе того периода (пласты БС₁₋₅ Усть-Балыкского, БС₈ Мегионского, БС₆ Правдинского месторождений), показано, что (кроме всего прочего) величина "критической" нефтенасыщенности (ниже которой в скважину сразу начинает поступать вода) зависит также и от проницаемости коллекторов (табл. 1).

Таблица 1

Сопоставление $K_{пр.}$, мД, и "критической" $K_{кр}$ по М.К. Капраловой [3]

Проницаемость коллектора $K_{пр.}$, мД	"Критическая" нефтенасыщенность $K_{кр}$, %
Менее 50	50...55
50...150	55...60
150...500	60...62
500...1000	62...65

Примечание. В [3] указано также, что по результатам опытов, выполненных А.С. Касовым и Г.Н. Покровской на 43 образцах керна, средний коэффициент вытеснения нефти водой для пластов БС₁₋₅ Усть-Балыкского месторождения в 1973 г. составлял 0,676.

Далее, в качестве объектов с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и начальным нефтенасыщением (для некоторой "свободной" выборки) сравним показатели эксплуатации новых скважин на месторождениях Среднего Приобья ХМАО (введенных в 1964–1977 гг.) и Ноябрьского района ЯНАО (введенных в 1980-х гг.).

Месторождения Среднего Приобья

В работе [2] отмечено, что в первый период разработки (1964–1977 гг.) в Среднем Приобье вводились месторождения с "наилучшими" характеристиками. Из табл. 2 следует, что по участкам ЧНЗ на 35 объектах изученных месторождений нефтенасыщенность изменялась от 47 до 77 %, составляя в среднем ~ 63 %, проницаемость пластов варьировалась от 7 до 800 мД, при средней – 280 мД. По 17 наилучшим по нефтенасыщенности пластам ($K_{ин} \geq 0,63$) средняя нефтенасыщенность равна 0,692 при средней проницаемости 325 мД (см. табл. 2), по прочим пластам – 0,564 и 235 мД, соответственно.

Таблица 2

Начальная нефтенасыщенность и проницаемость участков ЧНЗ по месторождениям ХМАО, введенным в разработку в 1964–1977 гг. [2]

№ п/п	Месторождения	Пласты	$K_{ин}$, доли ед.	$K_{пр}$, мД
Наилучшие пласты ($K_{ин} \geq 0,63$)				
1	Усть-Балыкское	БС ₁	0,77	395
2	Советское	БВ ₈	0,76	765
3	Самотлорское	БВ ₈	0,74	525
4	Усть-Балыкское	БС _{2,3}	0,72	450
5	Западно-Сургутское	БС ₁	0,71	800
6	Мортмыья-Тетеревское	П	0,71	155
7	Западно-Мортмыинское	П	0,704	120
8	Южно-Мортмыинское	П	0,70	100
9	Самотлорское	БВ ₈ ⁰	0,70	265
10	Ватинское	БВ ₈	0,686	240
11	Южно-Тетеревское	П	0,672	165
12	Самотлорское	АВ ₁ ³	0,67	225
13	Самотлорское	БВ ₈ ²	0,67	295
14	Самотлорское	БВ ₁₀	0,65	210
15	Самотлорское	АВ _{4,5}	0,64	620
16	Усть-Балыкское	БС ₁₀	0,63	60
17	Западно-Сургутское	БС ₁₀ ¹	0,63	115
В среднем по 17 лучшим пластам по $K_{ин}$			0,692	325
Прочие пласты ($K_{ин} < 0,63$)				
18	Западно-Сургутское	БС ₁₀	0,62	105
19	Самотлорское	БВ ₁₀ ⁰	0,62	95
20	Усть-Балыкское	БС ₄	0,61	620
21	Самотлорское	АВ _{2,3}	0,60	420
22	Советское	АВ ₁	0,60	140

№ п/п	Месторождения	Пласты	$K_{ин}$, доли ед.	$K_{пр}$, мД
23	Ватинское	БВ ₁	0,60	370
24	Восточно-Тетеревское	П	0,60	55
25	Западно-Сургутское	БС ₁₀ ²	0,58	94
26	Ватинское	АВ ₂ ¹	0,58	170
27	Ватинское	БВ ₀ ²	0,57	345
28	Западно-Сургутское	БС _{2,3}	0,566	380
29	Западно-Сургутское	БС ₁₀ ³	0,55	90
30	Ватинское	ЮВ ₁	0,55	10
31	Западно-Сургутское	БС ₁ ²	0,54	745
32	Усть-Балыкское	БС ₅	0,51	295
33	Мегионское	БВ ₈ ³	0,50	65
34	Мегионское	АВ ₁ ³ + АВ ₂ ¹	0,48	105
35	Мегионское	АВ ₂ ²	0,47	140
В среднем по 18 прочим пластам			0,564	235
В среднем по 35 пластам			0,63	280

Как геологические параметры повлияли на величину начальной обводнённости вновь буримых скважин "основного" фонда рассмотрим на примере месторождений Юганского района (табл. 3). Отметим, что это был период, когда в скважинах ещё не применяли гидроразрыв пласта. В результате обработки промысловых данных установлено, что в большинстве своем начальная обводненность по выборке из ~ 8 тыс. новых скважин, пробуренных в 1966–1985 гг. на "типичных" месторождениях Среднего Приобья, была невелика, причем "средняя максимальная" за 5-летний период не превышала 12 % (в 1981–1985 гг.).

Таблица 3

Средняя обводненность новых скважин основного фонда, введенных на месторождениях ПО "Юганскнефтегаз" в 1966–1985 гг.

Показатели	Периоды (по годам)				Всего (в среднем)
	1965–1970	1971–1975	1976–1980	1981–1985	
Ввод новых скважин	338	849	1961	4791	7939
Обводненность новых скважин, %	1	6	8	12	10

*Источник – архив ООО "Проектное Бюро "ГЭРМ".

Кроме того, согласно исследованиям, выполненным в 1973 г. и приведенным в работе [4], в полимиктовых коллекторах пластов БС_{2,3} и БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения безводная добыча из скважин была получена при условии, когда начальная нефтенасыщенность $K_{ин} > 50$ %.

Месторождения Ноябрьского района

В последующий период (в основном вводом в 1980-х гг.) в Западной Сибири начали разрабатывать

Параметры ФЕС и нефтенасыщенность основных продуктивных пластов на месторождениях Ноябрьского района, введенных в разработку в 1976–1995 гг. [11]

№ п/п	Месторождения	Пласты	Год ввода	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, %		
						ЧНЗ	ВНЗ	В целом
1	Холмогорское	БС ₁₁	1976	19	76	74	70	73,6
2	Карамовское	БС ₁₁	1980	18	40	64	58	62,5
3	Суторминское	БС ₇	1982	19,9	104	64	63	63,7
4	Суторминское	БС ₉ ¹	1982	19,9	50	63	53	59,5
5	Суторминское	БС ₁₀	1982	19,3	25	66	62	64,6
6	Суторминское	БС ₁₀ ²	1982	18,4	75	63	60	62,0
7	Вынгапуровское	БВ ₈	1982	20	8	68	–	68,0
8	Муравленковское	БС ₁₁	1984	19	55	62	59	61,0
9	Пограничное	БС ₁₁	1985	20	80	66	54	61,8
10	Крайнее	БС ₁₀ ²	1986	18	30	65	54	61,2
11	Вынгайхинское	БП ₁₁ ¹	1986	21	30	61	60	60,7
12	Западно-Ноябрьское	БС ₁₂	1988	18	50	71	62	67,8
13	Сугмутское	БС ₉ ²	1995	18	50	64	66	64,7
14	Спорышевское	БС ₁₀ ⁰	1995	20	60	–	56	56
В среднем по 14 объектам				19,2	52	66	60	63

месторождения нефти в Ноябрьском районе. Многие специалисты [5–9] отнесли их коллекторы к "недонасыщенным". Последнее обстоятельство в некоторой степени обусловило особую характеристику обводнения скважин в этом районе. В то же время корректных прямых сравнительных данных, касающихся сопоставления процессов обводнения отдельных объектов в Ноябрьском и других районах Западной Сибири, опубликовано мало.

В обзорной работе 1993 г. [5] отмечено, что "относительный" $K_{\text{нн}}$ в Ноябрьском районе составляет 50...80 % (редко 90 %) от величины "предельного" нефтенасыщения основных залежей Среднего Приобья (с близкими ФЕС). Однако каких-либо наглядных корреляций $K_{\text{нн}}$ и начальной обводненности скважин в работах [5, 10] не приведено.

В работе [9] к "недонасыщенным" коллекторам Ноябрьского района были отнесены следующие объекты: Суторминское, пласт БС₇ ($K_{\text{нн}} = 0,63...0,64$); Пограничное, БС₁₁ ($K_{\text{нн}} = 0,63...0,69$); Карамовское, БС₁₁ ($K_{\text{нн}} = 0,58...0,64$); Западно-Ноябрьское, БС₁₂ ($K_{\text{нн}} = 0,62...0,71$), при среднем $K_{\text{нн}}$ по ним – 0,64. При этом к реально "слабопроницаемым" указанные пласты отнести нельзя.

Подробная характеристика 14 основных нефтяных пластов на крупных месторождениях Ноябрьского района, введенных в разработку в 1976–1995 гг., изложена в работах 2011 г. [11, 12] (табл. 4).

Из табл. 4 видно, что максимальные значения $K_{\text{нн}}$ (71...74 %) отмечены по ЧНЗ пластов БС₁₁ Холмогорского и БС₁₂ Западно-Ноябрьского месторождений. Это чуть ниже, чем по лучшим объектам Среднего Приобья (0,74...0,77). Средние же значения $K_{\text{нн}}$ по зонам насыщения 14 приведенных объектов следующие: по ЧНЗ – 66 %, по ВНЗ – 60 %, а в среднем по всем залежам – 63 %.

В работе 2001 г. [6] приведены следующие сведения о начальной обводненности по 4010 новым скважинам Ноябрьского района, введенным из бурения в 1990–1997 гг. (табл. 5).

Из табл. 5 следует, что в 1990–1997 гг. по месторождениям "Ноябрьскнефтегаза" дебит нефти новых скважин варьировал от 16 до 27 т/сут, дебит жидкости – от 20 до 30 т/сут, а обводненность – от 9 до 28 %. Средние по совокупности показатели 4010 новых скважин составляли: дебит нефти – 21 т/сут, жидкости – 26 т/сут при обводненности ~ 20 %. При этом, в частности, в

Таблица 5

Показатели работы новых скважин Ноябрьского района за 1990–1997 гг. [6]

Показатели		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997 (6 мес.)	Всего/средняя
Ввод новых скважин		1007	835	611	589	282	288	263	135	4010
Дебиты новых скважин, т/сут	нефти	27,1	21,4	20,1	15,6	16	17,1	19,3	21,5	21
	жидкости	29,7	28,4	27,8	20,4	20,5	21,1	23,5	26,3	26
Обводненность новых скважин, %		9	25	28	23	22	19	18	18	20

Показатели эксплуатации новых скважин, введённых на месторождениях Ноябрьского района в 1992–1997 гг. [7]

Месторождения	Период	Число введенных скважин	Средний дебит, т/сут		Средняя обводненность, %
			нефти	жидкости	
Суторминское	1992–1993 гг.	365	11,1	13,3	16
Вынгапуровское	1993–1997 гг.	3107	26,6	32,0	17
Крайнее	1992–1993 гг.	37	13,4	17,2	22
Вынгапуровское	1992–1997 гг.	354	20,6	23,0	10
Западно-Ноябрьское	1993–1997 гг.	164	22,0	25,8	15
Умсейское	1996–1997 гг.	42	17,5	19,0	8
Сугмутское	1995–1997 гг.	160	20,3	21,3	5
Средне-Итурское	1993–1997 гг.	104	27,2	30,5	11
Спорышевское	1996–1997 гг.	17	35,9	39,7	10
Средневзвешенное по новым скважинам		4350	24,3	28,8	16

1990 г. средняя обводненность по 1007 новым скважинам была очень низкой – 9 % (!), что оказалось даже ниже, чем средняя начальная обводненность новых скважин по всему Юганскому району (10 %).

В отчете "СибНИИ НП" (1998 г.) по авторскому надзору за разработкой месторождений ОАО "Ноябрьск-нефтегаз" [7] приведены сведения об обводненности новых скважин по отдельным месторождениям за 1992–1997 гг. (табл. 6).

По данным работы [8], в 1999 г. в ОАО "Ноябрьск-нефтегаз" на 7 месторождениях (Сугмутское, Вынгаяхинское, Спорышевское, Средне-Итурское, Умсейское, Ярайнерское и Вынгапуровское) было введено около 100 новых добывающих скважин со средним дебитом нефти 45 т/сут и невысокой обводненностью 10 %, которая совпадает со средней начальной обводненностью новых скважин по Юганскому району.

Из приведенных данных следует вывод о том, что отрицательное влияние $K_{\text{нн}}$ на $f_{\text{в.нач}}$ на залежах Ноябрьского района выглядит не всегда столь значительно, как это представлено ранее в ряде работ.

Заметим, что различие параметров $K_{\text{нн}}$ и ФЕС в Среднем Приобье и Ноябрьском районе на утвержденный КИН сильного влияния также не оказало. Например, в Юганском районе в 1965–1990 гг. средний по 21 месторождению КИН составлял 0,37, в Ноябрьском районе КИН по 14 основным месторождениям по данным работ [11, 12] был несколько ниже – 0,35.

При этом следует учесть тот благоприятный факт, что по 14 Ноябрьским месторождениям доля начальных геологических запасов (НГЗ), сосредоточенных в ВНЗ, была невелика – 27 %, а в ЧНЗ – 73 %. Несмотря на сосредоточение ~ 3/4 запасов в ЧНЗ, месторождения Ноябрьского района обводнялись подобно "типичным" водонефтяным залежам Юганского района [13]. Это следует из сопоставления характеристик вытеснения по объектам обоих районов в координатах "отбор от НИЗ–обводненность"; "обводненность–КИН"; "отбор от НИЗ–накопленный ВНФ", т/т, и др.

Согласно данным [11], опубликованным в 2001 г., геолого-физические характеристики 10 пластов (BC_7 , BC_8 , BC_9 , BC_9^1 , BC_9^2 , BC_{10}^1 , BC_{10}^0 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11} , BC_{12}) на 11 месторождениях (Суторминское, Холмогорское, Карамовское, Пограничное, Муравленковское, Крайнее, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Сугмутское, Спорышевское, Западно-Ноябрьское) оказались весьма близки к типичным месторождениям Среднего Приобья.

Таблица 7

Параметры основных пластов на месторождениях Ноябрьского района [11]

Параметры	Интервал	Среднее значение
Нефтенасыщенная толщина, м	2,7...15,5	7,2
Пористость пласта, %	17...21	19,1
Проницаемость, мД	8...100	50
Нефтенасыщенность, %	ЧНЗ	61...74
	ВНЗ	53...70
	в среднем	58,8...72,9
Песчанность, %	23...82	56
Коэффициент расчлененности	2,2...6,8	4,8

Если сравнить средние значения показателей из табл. 7, характеризующие некоторые основные Ноябрьские месторождения [11] и ряд объектов нефтяных месторождений Среднего Приобья [2], то получим следующие результаты (табл. 8).

Таблица 8

Сравнение средних ФЕС и $K_{\text{нн}}$ по районам Тюменской области

Параметры	Среднее Приобье [2]	Ноябрьский район [11]	То же, %
Пористость, %	22	19	86
Проницаемость, мД	280	50	18
Начальная нефтенасыщенность $K_{\text{нн}}$, %	63	63	100

Отсюда следует, что основные продуктивные пласты крупных месторождений двух рассматриваемых районов Тюменской области значительно отличаются не по величинам начальной нефтенасыщенности $K_{нн}$ и пористости (22...19 %), а по проницаемости $K_{пр}$ (в 5,6 раза), что оказало существенное влияние в том числе и на коэффициент вытеснения нефти водой (см. табл. 8).

Кроме влияния геологических факторов, ускоренное обводнение ряда залежей в Ноябрьском районе, очевидно, могло быть вызвано "сверхактивным" применением весьма "жестких" систем разработки, а также нерегулируемой закачкой воды. Помимо этого, на конфигурацию кривых вытеснения на графиках повлияло также то, что по ряду объектов (Холмогорское, БС₁₁; Суторминское, БС₇; Крайнее, БС₁₀²; Вынгайхинское, БП₁₁; Западно-Ноябрьское, БС₁₂) утвержденные в то время КИН оказались необоснованно завышенными.

Прогноз ожидаемой начальной обводненности новых скважин в слабонефтенасыщенных пластах

В силу влияния множества разнородных факторов сколь-нибудь точное прогнозирование входной обводненности по конкретным скважинам вряд ли возможно. В работе [14] приведено сопоставление прогнозной и фактической начальной обводненности "поскважинно" (рис. 1). Из графика видно, что расхождение сравниваемых величин очень велико.

В работе [15] изложен метод прогноза начальной обводненности скважин с использованием параметра "эффективная пористость", а также кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и воды – по одному из месторождений ЯНАО. Однако конкретного сопоставления расчетной и фактической "входной обводненности", в %, по рассмотренным 20 скважинам в работе не приведено.

Объектом дальнейшего рассмотрения с целью прогноза начальной обводненности новых скважин явля-

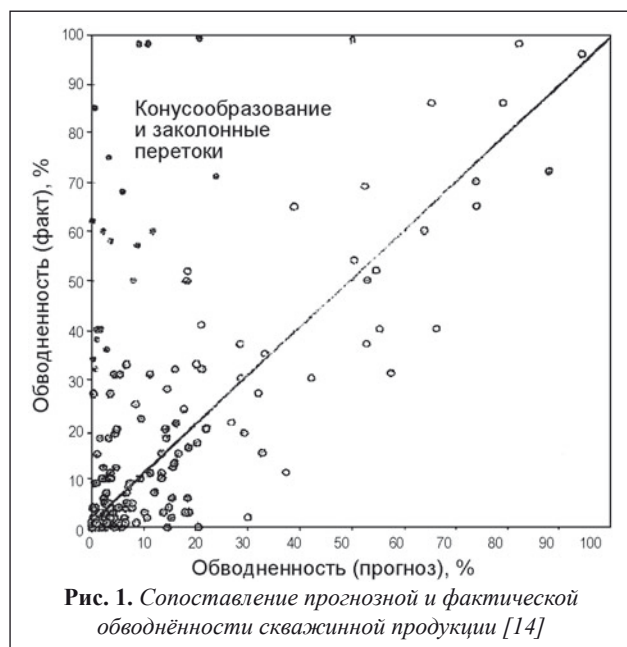


Рис. 1. Сопоставление прогнозной и фактической обводнённости скважинной продукции [14]

ется слабонефтенасыщенный продуктивный пласт ЮВ₁ Ореховской площади. Рассматриваемая пластовая сводовая залежь залегает на глубине 2565 м, площадь её нефтеносности 91 км², литологически экранированная. Доля ВНЗ по площади – 35 %; h_n – 6,9 м; h_b – 4,1 м. Песчанистость пласта ЮВ₁ высокая – 84 %, расчлененность ~ 2...3.

Ореховская площадь Орехово-Ермаковского месторождения введена в добычу в 2008 г. Здесь пробурено 155 скважин (в том числе 18 горизонтальных (ГС)), из них 87 добывающих, 36 нагнетательных, прочих – 32. Максимальный уровень добычи нефти составлял 745 тыс. т (в 2017 г.) при темпе отбора от НИЗ – 7,4 %, отбор НИЗ при этом составил 31 % при обводненности 44 %. Характеристика вытеснения была весьма удовлетворительной. Из приведенных в табл. 9 данных видно, что по сравнению с "окружающими" месторождениями пласт ЮВ₁ на Ореховской площади имеет низкую проницаемость, пониженные нефтенасыщенность и $K_{выт.}$ нефти. Из-за плохой проницаемости объект разрабатывали с массовым применением гидроразрыва пласта, что обусловило получение весьма высокой "входной" обводненности (50 %). За историю разработки проведено 117 гидроразрывов пласта с доп. добычей нефти 1014 тыс. т, удельной – 8,7 тыс. т/скв.

Таблица 9

Сравнение параметров пласта ЮВ₁ Ореховской площади и 37 "соседних" месторождений Нижневартовского свода

Параметры	Ореховская площадь	"Соседние" месторождения [15]		
		Среднее	min	max
Нефтенасыщенная толщина, м	6,9	5,3	1,5	9,1
Пористость, %	17	17	14,8	20,0
Проницаемость, мД	7,4	30	1	240
Нефтенасыщенность, %	51	58	43	66
Проводимость $K_{пр} \cdot h_n$, мД·м	51	151	5	757
Гидропроводимость, мД·м/сП	60	168	6	676
Вязкость нефти $\mu_{н пл}$, сП	0,85	0,93	0,29	3,65
Остаточная нефтенасыщенность, %	28,6	27,9	22,2	30,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,433	0,516	0,484	0,538

На 01.01.2021 г. накопленные показатели разработки площади: добыча нефти – 4,651 млн т, добыча жидкости – 9,792 млн т, закачка воды – 11,234 млн м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой в 2020 г. – 100 %, накопления – 89 %. Текущий КИН составил 0,169 при утвержденном – 0,314. Накопленный ВНФ – 1,1 т/т, степень прокачки $\tau_{пл}$ – 0,29. На 01.01.2021 г. отобрано 54 % от НИЗ нефти при обводненности 73 %. Судя по высокому ВНФ, залежь обводнялась как "типично водонефтяная". При этом максимальный темп отбора жидкости от НИЗ нефти в 2019 г. достигал 18 %.

Результаты работы добывающих скважин

За период с 2013 по 2017 г. на Ореховской площади (в основном в ЧНЗ) было введено в добычу 74 скважины. Средние показатели в первый год их эксплуатации были следующими: дебит нефти – 37,3 т/сут; дебит жидкости – 75,4 т/сут; обводненность ~ 50 %; время работы – 147 сут; средняя доля отбора нефти из новых скважин в общей ежегодной добыче ~ 17 %.

Далее при анализе входной обводненности из общей выборки была выделена совокупность скважин, имеющих пониженную (среднюю по разрезу пласта ЮВ₁) нефтенасыщенность, а именно – менее 50 %. Затем всю эту совокупность разделили на четыре группы, имеющие начальную нефтенасыщенность $K_{\text{нн}}$ в интервалах: 30...35 %; 36...40 %; 41...45 % и 46...50 %. По каждой группе скважин рассчитали среднюю (за первые 3 мес работы) начальную обводненность и построили график зависимости $f_{\text{в нач}} = f(K_{\text{нн}})$ (рис. 2).

По результатам обработки фактических данных получена некая "усредненная" зависимость $f_{\text{в нач}}$, в %, за 3 мес работы скважин от начальной нефтенасыщенности пласта $K_{\text{нн}}$, в %, в диапазоне изменения последней от 33 до 50 %: $f_{\text{в нач}} = 234,5 - 4,16K_{\text{нн}}$.

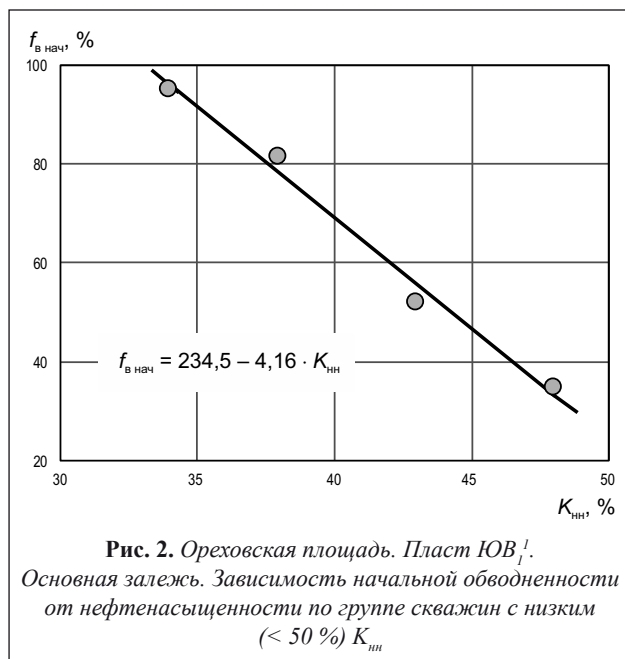
Рассчитанные по этой формуле прогнозные величины ожидаемой начальной обводненности новых скважин в "недонасыщенных" зонах пласта ЮВ₁ приведены в табл.10.

Таблица 10

Расчетная начальная обводненность скважин по пласту ЮВ₁ Ореховской площади

$K_{\text{нн}}$, %	33	35	38	40	43	45	48	50	55
$f_{\text{в нач}}$, %	97	89	76	68	56	47	35	27	6

Анализ данных табл. 10 позволяет оценить прирост начальной обводненности $\Delta f_{\text{в нач}}$, который вызван про-



ведением ГРП на участках ЧНЗ. Если не проводить гидроразрыва, то согласно различным источникам, продукция скважин (при $K_{\text{нн}} = 50$ %) в этом случае должна быть практически безводной. А по факту она составила 27 %. Указанный прирост обводненности обусловлен именно выполнением гидроразрывов, сопровождаемых нарушением целостности прилегающих глинистых экранов. Отметим, что с течением времени обводненность обработанных скважин чаще всего имеет "обратную" тенденцию – к снижению.

Проверим "работоспособность" выведенной формулы $f_{\text{в нач}} = f(K_{\text{нн}})$ в условиях другого объекта (пласта АВ₃) на месторождениях соседнего нефтяного района. В работе 2021 г. [17] приведены ФЕС и показатели при вводе в эксплуатацию новых скважин (путем самостоятельного вскрытия) на слабонефтенасыщенный пласт АВ₃. Этот нефтяной пласт присутствует на 11 месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь". Его средняя пористость – 20 %, проницаемость ~ 50 мД, нефтенасыщенность – 45 %, при небольшой средней $h_{\text{нн}} = 3,3$ м. В этих условиях фактический входной дебит нефти скважин по пласту АВ₃ составил 15 т/сут, дебит жидкости – 30 т/сут, а начальная обводненность – 50 %.

При расчете ожидаемой обводненности скважин слабонасыщенного пласта АВ₃ по предлагаемой формуле $f_{\text{в нач}} = 234,5 - 4,16K_{\text{нн}}$ она должна была составить ~ 47 %, что весьма близко к фактической (50 %), приведенной в [17]. Отмеченное совпадение свидетельствует о "работоспособности" предложенной зависимости не только для объекта ЮВ₁, но и для других "недонасыщенных" пластов (в частности группы АВ) на месторождениях Западной Сибири.

Выводы

1. Сравнение усредненных параметров пластов на месторождениях "первого этапа" освоения Среднего Приобья (35 объектов, введенных до 1978 г.) и Ноябрьского района (14 введенных объектов в 1980-х гг.) показало их совпадение по величине среднего коэффициента нефтенасыщенности $K_{\text{нн}} = 0,63$ и $0,63$, соответственно; по пористости наблюдалось некоторое различие – 22 и 19 %, соответственно; по проницаемости расхождение велико (в 5,6 раза) – 280 и 50 мД, соответственно. Для 17 "наилучших" по насыщенности пластов Югры средняя нефтенасыщенность составляла 69 %, проницаемость – 325 мД.

2. В Юганском районе Среднего Приобья по выборке из 8 тыс. новых скважин, введенных в 1966–1985 гг., средняя начальная обводненность составила 10 %. В Ноябрьском районе по 4010 скважинам, введенным в 1990–1997 гг., обводненность была в 2 раза выше ~ 20 %. Средний утвержденный КИН по "Юганскнефтегазу" в тот период составлял 0,37, а по Ноябрьским месторождениям – 0,35 из-за различия в проницаемости и нефтенасыщенности.

3. Величина "критической" нефтенасыщенности, ниже которой в скважине появляется вода, существенным образом зависит также и от проницаемости пла-

стов. Для типичных низкопроницаемых (< 50 мД) пластов на месторождениях Среднего Приобья "критическая" величина $K_{\text{нн}}$ составляет ~ 50...55 %.

4. Для пласта ЮВ₁ Ореховской площади Орехово-Ермаковского месторождения получена устойчивая линейная зависимость начальной обводненности скважин (обработанных гидроразрывом) от слабой (в интервале 35...50 %) нефтенасыщенности разреза.

5. Сильное влияние на начальную обводненность оказывает проведение гидроразрыва пласта. Анализ полученной зависимости позволяет сделать предположение, что проведение ГРП на участках ЧНЗ (в частности, имеющих $K_{\text{нн}} = 50\%$) из-за прорыва глинистых перемычек увеличивает начальную обводненность обрабатываемых скважин примерно на 25...30 % (абс.).

6. Установлена применимость предложенной формулы расчета $f_{\text{внач}} = f(K_{\text{нн}})$ для других объектов (в частности, для пластов группы АВ₁) "соседнего" нефтяного района на месторождениях, разрабатываемых ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь".

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Ореховской площади Орехово-Ермаковского месторождения / М.А. Черевко [и др.] // Фонды ООО "ПБ "ТЭРМ". – Тюмень, 2018.
2. Методика и результаты исследования нефтеводонасыщенности коллекторов (на примере месторождений Западной Сибири) / В.Н. Корчемкин, В.М. Ильин, Н.Д. Каптелинин, В.П. Сонич. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 56 с.
3. Капралова М.К. Определение области двухфазного течения в переходной зоне по промысловым данным // Нефтепромысловое дело. – 1974. – № 3. – С. 18–21.
4. Телишев А.Г., Вашуркин А.И., Бадьянова И.В. Определение минимальной нефтенасыщенности для получения безводной добычи нефти из скважин Западно-Сургутского месторождения // Тр. Гипротюменнефтегаза. – 1973. – Вып. 35. – С. 122–125.
5. Особенности геологического строения и разработки недонасыщенных нефтью залежей Ноябрьского района Западной Сибири / В.А. Городилов, Р.Н. Мухаметзянов, Г.А. Храмов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – 72 с.
6. Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО "Ноябрьскнефтегаз" в 1998–2005 гг. / под ред. Р.Н. Мухаметзянова // Материалы конф. в г. Ноябрьске, декабрь 1997 г. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 408 с.
7. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО "Ноябрьскнефтегаз": отчет. – Тюмень: АО "СибНИИИП", 1998.
8. Сафин С.Г., Шилов А.В. Состояние и пути улучшения условий разработки нефтегазовых месторождений Ноябрьского района // Нефт. хоз-во. – 2001. – № 2. – С. 39–43.
9. Гавура В.Е. Особенности и проблемы разработки нефтяных залежей, приуроченных к недонасыщенным коллекторам // В кн. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2001. – С. 134–156.
10. Мартос В.Н. Физические проблемы моделирования нефтяных залежей с непредельным насыщением // Геология и

направления поисков нефти и газа: тр. ВНИГНИ. – М., 2003. – С. 216–234.

11. Лапердин А.Н., Мулявин С.Ф., Юдаков А.Н. Геологические особенности крупных залежей месторождений ОАО "Газпромнефть–Ноябрьскнефтегаз" // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 6. – С. 4–14.
12. Лапердин А.Н., Мулявин С.Ф., Юдаков А.Н. Особенности выработки запасов нефти крупных залежей месторождений ОАО "Газпромнефть–Ноябрьскнефтегаз" // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 7. – С. 6–13.
13. Янин А.Н. О динамике добычи безводной нефти в процессе разработки месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2012. – № 11. – С. 10–14.
14. Волокитин Я.Е., Хабаров А.В., Сахибгареев Р.Р. Методика интеграции каротажных и промысловых данных с целью прогноза продуктивности скважин и их начальной обводненности // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: XIII науч.-практ. конф., Ханты-Мансийск, 2010. – Т. 1. – С. 254–262.
15. Дешенков И.С. Прогноз продуктивности и начальной обводненности нефтяных скважин одного из месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2013. – № 7–8. – С. 32–35.
16. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю₁ Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. – 2014. – № 7–8. – С. 34–38.
17. Кузнецов А.В., Сенцов А.Ю., Овчинникова Е.И. Перспективы ввода в активную разработку запасов регионального пласта АВ₃ на месторождениях Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: XXV юбилейная науч.-практ.-конф., Ханты-Мансийск, 23–26 октября 2021. – С. 225–232.

REFERENCES

1. Dopolneniye k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Orekhovskoy ploshchadi Orekhovo-Ermakovskogo mestorozhdeniya / M.A. Cherevko [i dr.] // Fondy ООО "PB "TERM". – Tyumen', 2018.
2. Metodika i rezul'taty issledovaniya neftevodonasyschennosti kollektorov (na primere mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri) / V.N. Korchemkin, V.M. Il'in, N.D. Kaptelinin, V.P. Sonich. – M.: VNIIOENG, 1978. – 56 s.
3. Kapralova M.K. Opredeleniye oblasti dvukhfaznogo techeniya v perekhodnoy zone po promyslovym dannym // Neftepromyslovoye delo. – 1974. – № 3. – S. 18–21.
4. Telishev A.G., Vash-chrkin A.I., Bad'yanova I.V. Opredeleniye minimal'noy neftenasyschennosti dlya polucheniya bezvodnoy dobychi nefi iz skvazhin Zapadno-Surgut'skogo mestorozhdeniya // Tr. Giprot'yumenneftegaza. – 1973. – Vyp. 35. – S. 122–125.
5. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki nedonasyschennykh nefi yu zalezhey Noyabr'skogo rayona Zapadnoy Sibiri / V.A. Gorodilov, R.N. Mukhametzyanov, G.A. Khratov [i dr.]. – M.: VNIIOENG, 1993. – 72 s.
6. Povysheniye urovnya dobychi nefi na mestorozhdeniyakh ОАО "Noyabr'skneftegaz" v 1998–2005 gg. / pod red. R.N. Mukhametzyanova // Materialy konf. v g. Noyabr'ske, dekabr' 1997 g. – M.: VNIIOENG, 1998. – 408 s.
7. Avtorskiy nadzor za razrabotkoy mestorozhdeniy ОАО "Noyabr'skneftegaz": otchet. – Tyumen': АО "SibNIINP", 1998.

8. Safin S.G., Shilov A.V. Sostoyaniye i puti uluchsheniya usloviy razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy Noyabr'skogo rayona // *Neft. khoz-vo.* – 2001. – № 2. – S. 39–43.
9. Gavura V.E. Osobennosti i problemy razrabotki neftyanykh zalezhey, priurochennykh k nedonasyshchennym kollektoram // *V kn. Kontrol' i regulirovaniye protsessa razrabotki neftyanykh i gazoneftnykh mestorozhdeniy.* – M., 2001. – S. 134–156.
10. Martos V.N. Fizicheskiye problemy modelirovaniya neftyanykh zalezhey s nepredel'nym nasyschcheniyem // *Geologiya i napravleniya poiskov nefiti i gaza: tr. VNIGNI.* – M., 2003. – S. 216–234.
11. Laperdin A.N., Mulyavin S.F., Yudakov A.N. Geologicheskiye osobennosti krupnykh zalezhey mestorozhdeniy OAO "Gazpromneft'–Noyabr'skneftegaz" // *Neftepromyslovoye delo.* – 2011. – № 6. – S. 4–14.
12. Laperdin A.N., Mulyavin S.F., Yudakov A.N. Osobennosti vyrabotki zapasov nefiti krupnykh zalezhey mestorozhdeniy OAO "Gazpromneft'–Noyabr'skneftegaz" // *Neftepromyslovoye delo.* – 2011. – № 7. – S. 6–13.
13. Yanin A.N. O dinamike dobychi bezvodnoy nefiti v protsesse razrabotki mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri // *Bureniye i nefit'.* – 2012. – № 11. – S. 10–14.
14. Volokitin Ya.E., Khabarov A.V., Sakhibgareyev R.R. Metodika integratsii karotazhnykh i promyslovykh dannykh s tsel'yu prognoza produktivnosti skvazhin i ikh nachal'noy obvodnennosti // *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga – Yugry: XIII nauch.-prakt. konf., Khanty-Mansiysk, 2010.* – T. 1. – S. 254–262.
15. Dshenkov I.S. Prognoz produktivnosti i nachal'noy obvodnennosti neftyanykh skvazhin odnogo iz mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri // *Bureniye i nefit'.* – 2013. – № 7–8. – S. 32–35.
16. Yanin A.N. Otsenka koeffitsiyenta vytesneniya nefiti vodoy po obobshchennym zavisimostyam (na primere plastov gruppy Yu₁ Nizhnevartovskogo svoda) // *Bureniye i nefit'.* – 2014. – № 7–8. – S. 34–38.
17. Kuznetsov A.V., Sentsov A.Yu., Ovchinnikova E.I. Perspektivy vvoda v aktivnyuyu razrabotku zapasov regional'nogo plasta AV₁³ na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri // *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri: XXV yubileynaya nauch.-prakt.-konf., Khanty-Mansiysk, 23-26 oktyabrya 2021.* – S. 225–232.

Информация об авторе

Анатолий Николаевич Янин

Information about the author

Anatoly N. Yanin



ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



26 МАЯ
2022

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ. Награждение лучших нефтегазостроительных подрядчиков. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



29 СЕНТЯБРЯ
2022

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности. Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе

Телефоны: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru