

О рациональных забойных давлениях в обводненных скважинах нефтяных месторождений Западной Сибири (в порядке обсуждения)

А.Н. Янин¹
К.Е. Янин¹
В.Г. Тимаревский²
Д.А. Ищук³

¹ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»

²ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

³ООО «Газпромнефть-Хантос»

On rational bottom-hole pressures in flooded wells of oil fields in Western Siberia

A.N. Yanin¹
K.E. Yanin¹
V.G. Timarevsky²
D.A. Ishchuk³

¹Design Bureau TERM LLC, RF, Tyumen

²Slavneft-Megionneftegas PJSC, RF, Megion

³Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

Адрес для связи: Term@term-pb.ru

Ключевые слова: Западная Сибирь, нефтяные месторождения, обводненные скважины, пластовое давление, давление насыщения, забойное давление, влияние снижения забойного давления на изменение запасов нефти

E-mail: Term@term-pb.ru

Keywords: Western Siberia, oil fields, flooded wells, reservoir pressure, saturation pressure (SP), bottom-hole pressure (BHP), the effect of a decrease in BHP on changes in oil reserves

В статье рассмотрена проблема выбора рационального забойного давления в нефтяных скважинах Западной Сибири, пробуренных на традиционные терригенные коллекторы. Обработаны данные о режимах эксплуатации около 1500 скважин 65 объектов 20 нефтяных месторождений Западной Сибири. Представлены геолого-физические характеристики изученных продуктивных пластов. Определены средние показатели по группам обводненных скважин в интервалах забойного давления $p_{заб}$: более 0,9 давления насыщения $p_{нас}$; (0,7-0,9) $p_{нас}$; (0,7-0,5) $p_{нас}$; менее 0,5 $p_{нас}$. Показаны примеры устойчивой эксплуатации обводненных скважин при очень низком забойном давлении ($p_{заб} < 0,5 p_{нас}$). По группам скважин определены средние технологические параметры: глубина спуска насоса; динамический уровень; дебиты нефти и жидкости; обводненность продукции; начальное, текущее пластовое, забойное давления; коэффициенты продуктивности и др. Приведен пример успешной разработки малообводненного участка ультранизкопроницаемого объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения при забойном давлении в 2 раза ниже давления насыщения. Путем построения скользящих характеристик вытеснения оценено положительное влияние снижения забойного давления (значительно ниже давления насыщения) на величину извлекаемых запасов нефти. Многолетний опыт эксплуатации обводненных скважин в Западной Сибири при низком забойном давлении признан успешным и высокоэффективным.

The problem of choosing a rational bottom-hole pressure (BHP) in oil wells in Western Siberia drilled on traditional terrigenous reservoirs is considered. Data on the operating modes of about 1500 wells of 65 facilities of 20 oil fields in Western Siberia were processed. The geological and physical characteristics of the studied productive strata are presented. The average values for groups of flooded wells in the BHP ranges relative to the saturation pressure (SP) are determined: more than 0,9 BHP; (0,7-0,9 BHP); (0,7-0,5 BHP); less than 0,5 BHP. Examples of sustainable operation of flooded wells operating at very low BHP $< 0,5$ are shown. The average technological parameters were determined by the groups of wells: the depth of the pump descent, the dynamic level, the flow rates of oil and liquid, the water cut of products, the initial and current reservoir pressures, BHP, productivity coefficients, etc. An example is given of successful development of a low-water section of the ultra-low-permeability reservoir АС₁₀₋₁₂ of the Priobskoye field at BHP twice as low as SP. By constructing sliding displacement characteristics, the positive effect of reducing BHP (significantly lower than SP) on the value of recoverable oil reserves was estimated. The long-term experience of operating flooded wells in Western Siberia at low BHP was recognized as successful and highly effective.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: О рациональных забойных давлениях в обводненных скважинах нефтяных месторождений Западной Сибири / А.Н. Янин, К.Е. Янин, В.Г. Тимаревский, Д.А. Ищук // Нефтяное хозяйство. – 2026. – № 1. – С. 52-59. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-52-59>
Yanin A.N., Yanin K.E., Timarevsky V.G., Ishchuk D.A., On rational bottom-hole pressures in flooded wells of oil fields in Western Siberia (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2026, No. 1, pp. 52-59, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-52-59>

Дата поступления рукописи в редакцию: 01.10.2025 г. Дата принятия рукописи в печать: 16.12.2025 г.

Авторы выражают благодарность заведующему лабораторией ТТДН ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ» В.А. Шибанову за подготовку исходной информации и ценные консультации.

В нефтедобывающей отрасли России в течение многих десятилетий снижение забойного давления $p_{заб}$ ниже давления насыщения $p_{нас}$ является наиболее эффективным способом увеличения добычи нефти. В настоящее время на месторождениях Западной Сибири десятки тысяч добывающих скважин устойчиво и безопасно эксплуатируются при снижении $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$. Несмотря на это, при

рассмотрении технических проектов разработки нефтяных месторождений в ЦКР Роснедр по УВС некоторые эксперты выражают сомнение в целесообразности эксплуатации скважин при низких забойных давлениях и рекомендуют ограничивать $p_{заб}$ на уровне $p_{нас}$. Правомочность рекомендаций экспертов рассмотрим далее на конкретных примерах.

Цели данного исследования заключаются в следующем.

1. Изучить вопрос о допустимости значительного снижения $p_{\text{заб}}$ ниже $p_{\text{нас}}$ на примере обводненных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

2. Обобщить фактические параметры режимов эксплуатации по группам обводненных механизированных скважин на месторождениях ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и ООО «Газпромнефть-Хантос» в течение последних нескольких лет.

3. Оценить влияние снижения $p_{\text{заб}}$ ниже $p_{\text{нас}}$ на:

– дебиты жидкости, удельные дебиты на 1 м толщины пласта;

– изменение начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти при $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$ на обводненных объектах, разрабатываемых с поддержанием пластового давления (ППД).

4. Оценить целесообразность создания трехмерных трехфазных моделей нефтяных залежей в условиях, когда $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$, а текущее пластовое давление $p_{\text{пл.тек.}} \gg p_{\text{нас}}$.

5. Ознакомить экспертов госкомиссий с результатами эксплуатации обводненных добывающих скважин нефтяных месторождений Западной Сибири при $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$.

Расхождения во взглядах современных специалистов по вопросу установления рациональной величины $p_{\text{заб}}$ относительно $p_{\text{нас}}$ связаны также с отсутствием рекомендаций по этому вопросу в действующих «Правилах разработки месторождений углеводородного сырья» 2025 г., «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» 2019 г., нормативных документах Ростехнадзора, Росприроднадзора и др. Таким образом, правила выбора такого важного параметра, как оптимальное $p_{\text{заб}}$ в нефтяных скважинах, законодательно нигде не прописаны. Это обуславливает периодически возникающие дискуссии экспертов и авторов технических проектов по поводу (обоснованности/необоснованности) величин принимаемых забойных давлений.

По данным В.Ф. Усенко [1] в СССР в 1940–1950 гг. избирательная практика создания $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$ существовала (но лишь в отдельных скважинах) на месторождениях Зольненском, Стрельненском, Жирновском, Туймазинском, Бахметьевском, Полазненском, Кум-Даг и др. В тот период горный надзор СССР считал эксплуатацию скважин при $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$ недопустимой. Впервые в СССР целенаправленные промысловые исследования эксплуатации скважин при $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$ были начаты УфНИИ и НПУ «Туймазанефть» [1] на месторождениях Башкирии. По мере накопления опыта [2–6] подходы к выбору оптимальных $p_{\text{заб}}$ на месторождениях различных регионов России были усовершенствованы. Накопленный на нефтяных объектах Западной Сибири опыт показал, что снижать $p_{\text{заб}}$ значительно ниже $p_{\text{нас}}$ (при $p_{\text{пл.тек.}} \gg p_{\text{нас}}$) не только возможно, но и необходимо [7–10].

Относительно основного фактора, который может неблагоприятно проявиться при снижении $p_{\text{заб}}$ ниже $p_{\text{нас}}$, мнения специалистов различаются. Одни в качестве главного фактора называют повышенное разгазирование нефти. Однако степень его отрицательного влияния в ряде случаев несколько преувеличена. Согласно исследованию специалистов ПАО «НК «Роснефть» из нескольких десятков тысяч рассмотренных ими скважин осложненного фонда лишь 4 % имеют высокое газосодержание продукции [11].

Другие специалисты главным фактором, осложняющим работу скважин при низких $p_{\text{заб}}$, считают ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в прискважинной зоне [12, 13]. Однако согласно результатам специальных исследований ядра уменьшение пористости даже при создании больших депрессий незначительно [14], хотя проницаемость образцов ядра снижается более существенно. Изменение коэффициента продуктивности нефтяных скважин при снижении $p_{\text{заб}}$ ниже $p_{\text{нас}}$ изучали многие специалисты [8, 15–17], которые получили соответствующие теоретические и эмпирические зависимости.

Объекты исследования

Информационной базой для выполнения настоящего обобщения послужили промысловые данные за последние годы о фактических режимах эксплуатации высокообводненных скважин при $p_{\text{пл}} \gg p_{\text{нас}}$ на нефтяных месторождениях ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и ООО «Газпромнефть-Хантос». Рассмотрены данные по 20 месторождениям, общее число изученных нефтяных пластов – 65, число добывающих скважин – 1461. Исследовались пласты: АВ₁, АВ₁¹⁻² (рябчик), АВ₁³⁺ АВ₂¹⁻², АВ₁³, АВ₂¹, АВ₂, АВ₃, АВ₄, АВ₅, АВ₆, АВ₇, АВ₈, АС₁₀²; БВ₀, БВ₁, БВ₂, БВ₃, БВ₃², БВ₄, БВ₅, БВ₆, БВ₆₋₇, БВ₈¹⁻², БВ₉, БВ₁₀; пласты ачимовской толщи: ЮВ₁¹, ЮВ₁², ЮВ₁, ЮВ₁¹⁻². Геолого-физическая характеристика пластов приведена ниже (в скобках указано среднее значение параметра).

Глубина залегания пласта $h_{\text{глуб}}$, м1690–3060 (2390)
Нефтенасыщенная толщина $h_{\text{н}}$, м 1,9–11,2 (5,0)
Проницаемость пласта $k_{\text{пр}}$, 10^{-3} мкм ² 2–930 (80)
Проводимость пласта $k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{н}}$, 10^{-3} мкм ² ·м 4–9580 (400)
Вязкость пластовой нефти $\mu_{\text{н}}$, МПа·с0,7–3,5 (1,68)
Начальное пластовое давление $p_{\text{пл}}^0$, МПа17,0–29,7 (23,4)
$p_{\text{нас}}$, МПа 3,7–13,0 (9,7)
$p_{\text{пл}}^0 - p_{\text{нас}}$, МПа13,3–16,7 (13,7)
$p_{\text{нас}}/p_{\text{пл}}^0$0,22–0,44 (0,41)
Плотность пластовой нефти $\rho_{\text{н}}$, т/м ³0,821–0,886 (0,851)
Газосодержание пластовой нефти $G_{\text{г}}$, м ³ /т20–122 (66)
Объемный коэффициент нефти b1,027–1,435 (1,168)
Переводной коэффициент для нефти θ1,149–1,731 (1,372)

Из усредненных параметров пластов, влияющих на выбор окончательной величины $p_{\text{заб}}$, обращают на себя внимание следующие: относительно небольшая $h_{\text{глуб}} = 2390$ м, $p_{\text{пл}}^0 = 23,4$ МПа, низкое $p_{\text{нас}} = 9,7$ МПа, невысокое $G_{\text{г}} = 66$ м³/т, небольшая $\mu_{\text{н}} = 1,68$ МПа·с.

Известны аналитические методы определения предельного (критического) $p_{\text{заб}}$ при снижении его ниже $p_{\text{нас}}$. Согласно исследованиям И.Т. Мищенко [18] критическое $p_{\text{заб}}$, обеспечивающее максимальный дебит,

$$p_{\text{заб.кр}} = 3,57 + 0,06833G_{\text{г}} \left(\frac{p_{\text{нас}}}{p_{\text{пл}}^0} \right). \quad (1)$$

На месторождениях Урало-Поволжья предельное забойное давление рассчитывают по формуле ТатНИПИ-нефти [19–21]

$$p_{\text{заб.пред}} = 7,188 - 0,0074 p_{\text{эфф}} - 1,46 \left(\frac{p_{\text{нас}}}{p_{\text{пл}}^0} \right) + 0,009 f_v, \quad (2)$$

где $p_{\text{эфф}} = p_{\text{горн}}^{\text{верт}} - p_{\text{пл}}^0$ – эффективное давление, МПа; $p_{\text{горн}}^{\text{верт}}$ – вертикальное горное давление, МПа; f_v – обводненность скважины, %.

Продуктивность скважин при $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$ В.Д. Лысенко рекомендовал [17] определять по формуле

$$K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}0} e^{-\alpha/(p_{\text{нас}} - p_{\text{заб}})}, \quad (3)$$

где $K_{\text{прод}0}$ – коэффициент продуктивности при $p_{\text{заб}} = p_{\text{нас}}$; α – коэффициент, учитывающий влияние деформации коллектора и появления свободной газовой фазы.

Для некоторых месторождений Пермского края в работе [22] получена экспоненциальная зависимость оптимального $p_{\text{заб}}$ от параметра $G_r(p_{\text{нас}}/p_{\text{пл}})$.

В регламенте ТатНИПИнефти 1997 г. [23] предельно допустимое $p_{\text{заб}}$ в добывающих скважинах в долях от $p_{\text{горн}}^{\text{верт}}$ для пластов девонского горизонта (D_0, D_1 и др.) составляет 0,13–0,14; верейского горизонта – 0,090–0,092; башкирского горизонта – 0,091–0,093; турнейского горизонта – 0,089–0,091. Видно, что для последних трех горизонтов значения исследуемого параметра практически идентичны.

Показатели эксплуатации обводненных скважин

Изучение многочисленных научных источников показало, что различные группы специалистов признавали в качестве оптимальных разные величины забойного давления: 1) $p_{\text{заб}} = p_{\text{нас}}$; 2) $p_{\text{заб}} = 0,85 p_{\text{нас}}$; 3) $p_{\text{заб}} = (0,70-0,75) p_{\text{нас}}$; 4) $p_{\text{заб}} = (0,5-0,3) p_{\text{нас}}$ и ниже. Рассмотрим фактические режимы (в том числе $p_{\text{заб}}$) эксплуатации обводненных скважин, работающих с применением электроцентробежных насосов (ЭЦН), на исследуемой выборке объектов нефтяных месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и ООО «Газпромнефть-Хантос», разрабатываемых с ППД. Параметры и показатели эксплуатации объектов приведены ниже (в скобках указаны их средние значения).

Глубина залегания пласта	
по вертикали, м.....	1690–3060 (2390)
Глубина спуска ЭЦН	
по стволу скважины, м.....	1380–3126 (2386)
Динамический уровень	
жидкости $H_{\text{дин}}$, м.....	575–2750 (1800)
Начальное пластовое	
давление $p_{\text{пл}}^0$, МПа.....	17,0–29,7 (23,4)
Текущее пластовое давление	
в районе добывающих	
скважин $p_{\text{пл.тек}}$, МПа.....	12,2–26,7 (17,9)
$p_{\text{пл}}^0 - p_{\text{пл.тек}}$ в зоне эксплуатации	
скважин, МПа.....	0,5–10,7 (5,5)
Давление насыщения $p_{\text{нас}}$, МПа.....	3,7–13,0 (9,7)
Фактическое $p_{\text{заб}}$, МПа.....	3,1–14,6 (6,8)
$p_{\text{заб}}/p_{\text{нас}}$	0,32–1,50 (0,70)
Депрессия на пласт Δp , МПа.....	3,7–21,9 (11,1)
Дебит жидкости, м ³ /сут.....	5–900 (105)
Дебит нефти, т/сут.....	0,5–36 (12)
Обводненность (объемная), %.....	12–99 (87)

Коэффициент

продуктивности, м³/(сут·МПа)..... 0,4–198 (20)

Давление на приеме насоса, МПа..... 1,9–12,9 (4,6)

Газосодержание на приеме насоса, %..... 0–43 (18)

Коэффициент подачи насоса..... 0,4–1,71 (1,00)

Критическое $p_{\text{заб}}$ по формуле

И.Т. Мищенко [18], МПа..... (5,5)

Предельно допустимое $p_{\text{заб}}$

по формуле ТатНИПИнефти [21]..... (5,0)

Из приведенных данных следует, что исследуемые обводненные скважины 20 месторождений Западной Сибири характеризуются низким средним значением $p_{\text{заб}} = 6,8$ МПа, составляющим 70 % $p_{\text{нас}}$. В то же время указанная фактическая величина $p_{\text{заб}}$ на 24–36 % выше, чем критическое (предельно допустимое) забойное давление, рассчитанное по формулам И.Т. Мищенко [18] и ТатНИПИнефти [21]. Следовательно, фактически применяемые на месторождениях $p_{\text{заб}}$ можно считать рациональными, надежными, безопасными и технологически обоснованными.

Дифференциация скважин по величине $p_{\text{заб}}/p_{\text{нас}}$ и проницаемости пластов

Из изученной 1461 скважины 245, или 17 %, расположенных на Зимнем и Южном месторождениях, а также на Ореховской площади, эксплуатируются при очень низких $p_{\text{заб}} < 0,4 p_{\text{нас}}$. Эти скважины имеют высокую среднюю обводненность, равную 87 %, небольшое текущее $p_{\text{пл}}$ в зоне добычи – 15,6 МПа, очень низкое рабочее $p_{\text{заб}} = 3,8$ МПа (при $p_{\text{нас}} = 9,7$ МПа). Однако при этом данные скважины эксплуатируются стабильно и устойчиво.

В табл. 1 приведены средние показатели по четырем группам механизированных скважин, работающих в различных интервалах исследуемого параметра $p_{\text{заб}}/p_{\text{нас}}$. При этом из 1461 скважины 18 % скважин работают при $p_{\text{заб}}/p_{\text{нас}} > 0,9$; 21 % – при $p_{\text{заб}}/p_{\text{нас}} = 0,9-0,7$; 40 % – при $p_{\text{заб}}/p_{\text{нас}} = 0,7-0,5$, 20 % – при $p_{\text{заб}}/p_{\text{нас}} < 0,5$. Из табл. 1 следует, что при значительном снижении $p_{\text{заб}}$ ниже $p_{\text{нас}}$ параметры работы глубиннонасосного оборудования находятся в пределах величин, требуемых для его эффективной эксплуатации. Среднее давление на приеме насоса равно 4,3 МПа, среднее газосодержание очень низкое – 19 %, что благоприятно влияет на работу насосного оборудования. Коэффициент подачи насосов по всем исследованным скважин равен единице.

Достаточно низкие фактические $p_{\text{заб}}$ (менее $0,7 p_{\text{нас}}$) имеют 879 добывающих скважин, или 60 % общей выборки. Примечательно, что группа из 292 скважин (20 % общего фонда) работает при очень низких $p_{\text{заб}} < 0,5 p_{\text{нас}}$ и характеризуется фактическими $p_{\text{заб}}$ даже меньше критических, определенных по формулам И.Т. Мищенко [18] и ТатНИПИнефти [21]. Несмотря на это, средний дебит жидкости указанных скважин весьма высокий: 65 м³/сут при невысоком (26 %) газосодержании и вполне приемлемом давлении на приеме насосов – 3,8 МПа. При этом удельный дебит жидкости (на единицу проводимости) по данной группе скважин оказался в 2,8 раза выше, чем по всему фонду. Таким образом, технология создания предельно низких $p_{\text{заб}}$ показала высокую эффективность как абсолютному, так и по удельному дебиту жидкости (на единицу проводимости).

Таблица 1

Показатели скважин	$\rho_{\text{заб}}/\rho_{\text{нас}}$				В целом по выборке
	> 0,9	0,9–0,7	0,7–0,5	< 0,5	
Число: добывающих скважин	270	312	587	292	1461
изученных пластов	22	16	22	5	65
Глубина залегания пласта по вертикали, м	2500	2305	2295	2585	2390
$\rho_{\text{пл}}^0$, МПа	24,6	21,8	22,85	25,8	23,4
$\rho_{\text{нас}}$, МПа	9,85	9,0	9,6	11,7	9,7
$\rho_{\text{пл}}^0 - \rho_{\text{нас}}$, МПа	14,75	12,8	13,25	14,1	13,7
$\rho_{\text{нас}}/\rho_{\text{пл}}$, %	40	41	42	45	41
$C_{\text{г}}$, м ³ /т	56	66	69	95	66
$\mu_{\text{н}}$, мПа·с	2,42	1,20	1,37	1,34	1,68
$h_{\text{н}}$, м	5,9	3,9	4,65	6,0	5,0
$k_{\text{пр}}$, 10 ⁻³ мкм ²	335	100	100	30	80
$k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{н}}$, 10 ⁻³ мкм ² ·м	2420	390	465	180	400
$\rho_{\text{заб}}$, МПа	7,7	6,8	6,4	4,6	6,8
$\rho_{\text{заб}}/\rho_{\text{нас}}$	0,78	0,75	0,67	0,39	0,70
Дебит жидкости, м ³ /сут	152	70	78	65	87
Дебит жидкости на 1 м $h_{\text{н}}$	25,8	18,0	16,8	10,8	17,4
Дебит жидкости на единицу проводимости $k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{н}}$	0,06	0,18	0,17	0,36	0,13
Давление на приеме насоса, МПа	5,85	4,1	3,9	3,8	4,3
Газосодержание на приеме насоса, %	19	15	17	26	19
$\rho_{\text{горн}}^{\text{верт}}$, МПа	55,2	49,7	49,5	57,0	51,6
Эффективное давление $\rho_{\text{эфф}} = \rho_{\text{горн}}^{\text{верт}} - \rho_{\text{пл}}^0$, МПа	30,6	27,9	26,7	31,2	28,7
$\rho_{\text{заб.кр}}$ по формуле И.Т. Мищенко [18], МПа	5,0	5,4	5,5	6,4	5,4
$\rho_{\text{заб.пред}}$ по формуле ТатНИПИнефти, МПа	5,1	5,3	5,4	5,0	5,3

Таблица 2

Показатели скважин	$k_{\text{пр}}$, 10 ⁻³ мкм ²					В целом по выборке
	< 20	20–50	50–150	150–300	> 300	
Число: скважин в выборке	410	460	300	191	100	1461
изученных пластов	12	12	18	10	11	63
$k_{\text{пр}}$, 10 ⁻³ мкм ²	11	35	100	200	535	160
$h_{\text{н}}$, м	4,75	4,8	4,41	4,1	6,6	4,9
$k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{н}}$, 10 ⁻³ мкм ² ·м	16	170	400	820	3530	785
$\rho_{\text{пл}}^0$, МПа	25,3	23,5	20,6	18,9	20,1	21,7
$\rho_{\text{нас}}$, МПа	10,0	9,6	8,5	7,7	8,6	8,9
$C_{\text{г}}$, м ³ /т	74	90	68	60	56	66
$\rho_{\text{пл}}$, МПа	18,4	17,4	16,0	16,0	15,2	16,6
$\rho_{\text{заб}}$, МПа	6,7	6,6	7,4	8,7	9,0	7,6
$\rho_{\text{заб}}/\rho_{\text{нас}}$	0,67	0,69	0,87	1,13	1,05	0,85
$\Delta\rho$, МПа	11,7	10,8	8,6	7,3	6,2	9,0
Динамический уровень жидкости $H_{\text{дин}}$, м	2025	1885	1315	1145	1110	1500
Дебит жидкости, м ³ /сут	46	89	156	255	295	240
Дебит нефти, т/сут	9,9	9,5	10,5	10,2	8,5	9,8
Обводненность скважин (объемная), %	75	87	92,1	95,3	96,6	95,9
Давление на приеме насоса, МПа	4,0	4,1	4,9	5,7	5,4	4,8
Газосодержание на приеме насоса, %	23	17	10	5	5	12
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	3,9	10,9	29,5	55,1	65,0	31,3
$\Delta H = H_{\text{кровл}} - H_{\text{спуска насоса}}$, м	315	350	375	390	430	365
$\rho_{\text{горн}}^{\text{верт}}$, МПа	55,8	50,7	44,5	40,8	43,4	46,8
$\rho_{\text{заб.кр}}$ по формуле И.Т. Мищенко [18], МПа	5,5	6,0	5,4	5,2	5,1	5,3
$\rho_{\text{заб.пред}}$ по формуле ТатНИПИнефти, МПа	5,0	5,4	5,6	5,8	5,7	5,6
$\rho_{\text{заб}}/\rho_{\text{горн}}^{\text{верт}}$	0,12	0,13	0,17	0,21	0,21	0,16

Представляет интерес анализ усредненных данных об энергетических условиях ($p_{заб}$) эксплуатации механизированных скважин в зависимости от проницаемости пластов. Из табл. 2 видно, что из общего фонда, включающего 1461 скважину, в 870 (60 %) проницаемость пластов низкая – менее $50 \cdot 10^{-3}$ мкм², причем из них в 410 скважинах (28 % общего числа) очень низкая – менее $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Из общего фонда скважин наиболее обводнены высокопроницаемые ($k_{пр} > 300 \cdot 10^{-3}$ мкм²) пласты, имеющие самые высокие дебиты жидкости – около 300 м³/сут. По мере снижения проницаемости пластов (в группах) созданные в скважинах $p_{заб}$ снижаются с 5,4–5,7 до 4 МПа. Среднее $p_{заб}$ по всей выборке из 1461 скважины низкое – 6,8 МПа, что составляет всего 16 % $p_{горн}^{верт}$. При этом по группе скважин с самой низкой проницаемостью пластов (менее $20 \cdot 10^{-3}$ мкм²) отношение $p_{заб}/p_{горн}^{верт}$ минимально – 0,12 (см. табл. 2).

Забойные давления скважин на низкопроницаемых объектах с трудноизвлекаемыми запасами нефти

Известный исследователь-гидродинамик С.Г. Вольпин (ООО «Информпласт»), проводя длительные исследования скважин на Приобском месторождении северной лицензионной территории (СЛТ), уже 30 лет назад показал, что в условиях ультранизкопроницаемых пластов можно создавать очень низкие $p_{заб}$ и успешно эксплуатировать эти скважины с применением ЭЦН (рис. 1). Однако в тот период этот опыт оказался мало востребованным.

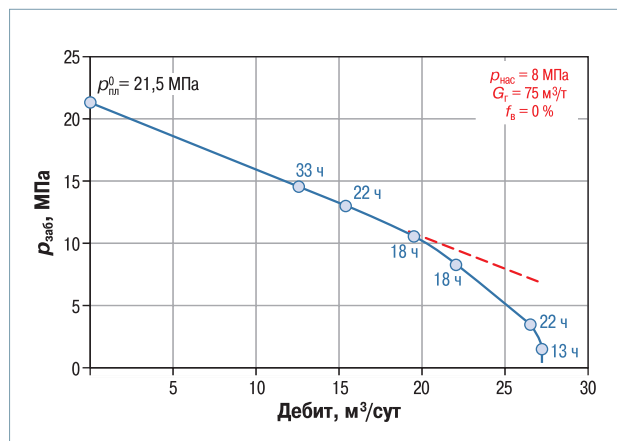


Рис. 1. Индикаторная диаграмма по безводной скважине объекта АС₀₋₁₂ СЛТ Приобского месторождения, эксплуатируемой ЭЦН (источник: ООО «Информпласт», 1995 г.)

Особую актуальность представляет обобщение исторических данных о режимах эксплуатации добывающих скважин по крупному участку ультранизкопроницаемого объекта АС₁₀₋₁₂ южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения, имеющему следующие характеристики.

Геологические параметры объекта

Нефтенасыщенная толщина, м	33
Проницаемость пластов, 10^{-3} мкм ²	4
Проводимость пластов, 10^{-3} мкм ² ·м	132
Абсолютная отметка кровли пласта, м	-(2400–2600)

Пористость пластов, %	16,9
Нефтенасыщенность пластов $K_{инн}$, %	62
Коэффициент песчаности $K_{песч}$, %	50
Расчлененность $K_{расчл}$	27
Послойная неоднородность $V^2_{посл}$ д.ед.	0,73
$p_{пл}^0$, МПа	27
$p_{нас}$, МПа	8
G_r , м ³ /т	55

Входные показатели при вводе скважин

Дебит жидкости, т/сут	91
Дебит нефти, т/сут	80
Обводненность, %	12%
Дебит жидкости на 1 м $h_{н}$, т/(сут·м)	2,8

Удельные накопленные показатели

Добыча нефти на одну скважину, тыс.т	59
Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ), т/т	0,55
Текущая обводненность, %	56

Технологические режимы эксплуатации скважин

Глубина спуска насосов, м:	
средняя	2670
максимальная (по стволу)	3320
Динамический уровень, м:	
средний	2410
максимальный	3070
Дебит жидкости, м ³ /сут:	
средний	54
максимальный	700
Текущее $p_{пл}$ в зоне отбора, МПа:	
среднее	16,5
минимальное	10,6
Забойное давление:	
среднее, МПа	4,4
% $p_{нас}$	55
Забойное давление:	
минимальное, МПа	2,2
% $p_{нас}$	28
Депрессия на пласт, МПа:	
средняя	12,1
максимальная	24,8
Газосодержание на приеме насоса, %:	
среднее	40
максимальное	63
Коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа)	0,41
$p_{пл\ тек}/p_{пл}^0$ в зоне добычи, %	60
Среднее газосодержание, м ³ /т	55–58
Число добывающих скважин	190
Дата обобщения	2014 г. [9]

На начало 2014 г. участок разрабатывался с массовым применением большеобъемных гидроразрывов пластов. Результаты разработки участка оказались успешными [9, 10]. Максимальный темп отбора нефти по участку превысил 5 % НИЗ. Важно, что уже на начальной стадии его разработки среднее $p_{заб}$ в наклонно направленных скважинах было снижено до 55 % $p_{нас}$.

В отличие от подхода ТатНИПИнефти [19–21] специалисты ООО «Газпромнефть-Хантос» показали, что с увеличением обводненности продукции давление на приеме насоса может быть снижено очень значительно. Даже без газосепаратора при обводненности более 70 % это давление можно без потерь уменьшить до 1,5–2 МПа (рис. 2).

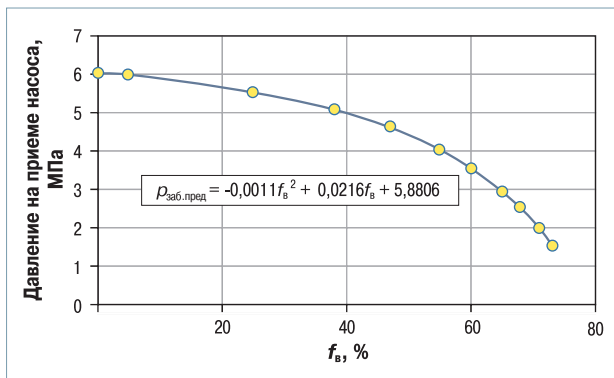


Рис. 2. Зависимость минимального давления на приеме ЭЦН (без газосепаратора) от обводненности скважин f_v объекта АС₁₀₋₁₂ ЮЛТ Приобского месторождения (по данным ООО «Газпромнефть-Хантос»)

Следующий дискуссионный вопрос касался создания фильтрационных 3D моделей пластов в процессе их разработки при $p_{заб} < p_{нас}$, но при $p_{пл.тек} \gg p_{нас}$. Некоторые эксперты рекомендуют авторам проектов строить трехфазные модели залежей нефти. По оценке ряда ученых и специалистов при снижении $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$ радиус околоскважинной зоны разгазирования не превышает нескольких десятков сантиметров [24]. Если принять радиус контура питания скважины $R_k = 500$ м, $h_H = 6$ м, пористость $m = 0,20$, $K_{HH} = 0,60$, то дренируемый скважиной поровый нефтенасыщенный объем залежи $V_{пор} = 565$ тыс. м³. Если принять радиус зоны разгазирования $r_c = 0,5$ м, то поровый дренируемый объем залежи, в котором происходит разгазирование нефти, $V_{скв}$ составит всего 0,565 м³, или 0,0001 % общего объема $V_{пор}$, дренируемого скважиной. Следовательно, создавать в таких условиях трехфазные модели подобных нефтяных залежей не имеет смысла, достаточно использовать двухфазные модели (black oil).

Влияние снижения $p_{заб}$ на извлекаемые запасы нефти

Ключевым вопросом при планировании внедрения технологии снижения $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$ является оценка влияния процесса на величину НИЗ нефти и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Построенные авторами поскважинные и суммарные характеристики вытеснения (по методу С.Н. Назарова) по Зимнему, Южному месторождениям, а также по Ореховской площади позволяют утверждать, что существенное снижение $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$ положительно влияет на процесс нефтеизвлечения, так как оно сопровождается увеличением НИЗ нефти и, следовательно, КИН.

На рис. 3 выделены три этапа разработки в условиях обводнения пласта АС₁₀ Зимнего месторождения. На этапе 1 (до $f_v = 53$ %) забойное давление находилось на уровне 8–6 МПа (при $p_{нас} = 9,2$ МПа). По приведенной характеристике вытеснения НИЗ нефти оценивались в 11,713 млн т. На этапе 2 (до $f_v = 70$ %) забойное давление было снижено до 4 МПа (или 43 % $p_{нас}$), НИЗ нефти увеличились до 15,128 млн т. На этапе 3 (при $f_v \rightarrow 82$ %) забойное давление достигло 3 МПа (или 33 % $p_{нас}$), НИЗ нефти возросли до 16,301 млн т. Таким образом, по Зимнему месторождению по мере снижения $p_{заб}$ значительно ниже $p_{нас}$ НИЗ увеличились от 15,128 до 16,301 млн т, или на 1,173 млн т (8 %).

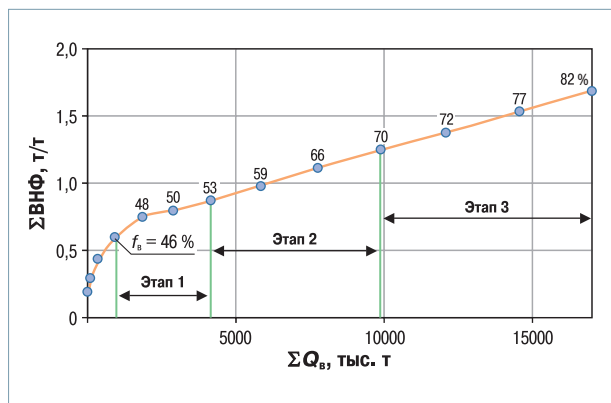


Рис. 3. Прогноз НИЗ нефти по характеристике вытеснения С.Н. Назарова по Зимнему месторождению при снижении $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$ (шифр кривых $f_v, \%$)

Следовательно, технология разработки обводненных залежей нефтяных месторождений Западной Сибири при значительном снижении $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$ (при $p_{пл.тек} \gg p_{нас}$) оказалась правильной и эффективной. Ее внедрение обеспечило высокие технологические показатели разрабатываемых объектов и способствовало увеличению КИН. Полученный опыт рекомендуется использовать на аналогичных терригенных коллекторах в других районах Западной Сибири, имеющих большую разницу давлений ($p_{пл}^0 - p_{нас}$), невысокие газовые факторы, разрабатываемых с ППД в условиях, когда $p_{пл.тек} \gg p_{нас}$.

Полученные результаты требуют уточнения для других геологических условий залегания продуктивных пластов (массивные залежи нефти, газонефтяные залежи и нефтяные оторочки, залежи, приуроченные к слабосцементированным и трещиноватым коллекторам, и др.).

Выводы

1. В действующих руководящих документах, нормативных материалах Ростехнадзора, Росприроднадзора и других рекомендации по выбору такого важнейшего показателя, как рациональное забойное давление в механизированных добывающих скважинах, не представлены. По этой причине обоснование оптимального $p_{заб}$ и допустимого его снижения в добывающих скважинах в ряде случаев является предметом дискуссий проектировщиков и экспертов госкомиссий.

2. На основе исследования большого объема фактических данных получены усредненные показатели режимов эксплуатации около 1,5 тыс. обводненных скважин. Средний по фонду скважин параметр $p_{заб}/p_{нас} = 0,7$. Его минимальное значение составляет 0,39, получено по 300 скважинам, работающим при $p_{заб}/p_{нас} < 0,5$.

3. В условиях традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири, разрабатываемых с ППД при $p_{пл.тек} \gg p_{нас}$ на стадии высокого обводнения пластов, а также объектов с ультранизкой проницаемостью, начиная с первой стадии разработки, допустимо снижать $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$ в 2 раза и более, ориентируясь на устойчивость режима эксплуатации каждой механизированной скважины.

4. В исследуемой выборке обводненных скважин при снижении $p_{заб}$ ниже $p_{нас}$ фактическое содержание газа на приеме насосов было вполне допустимым, не превыша-

ло 30–35 %, а коэффициент подачи насосов не снижался ниже 0,75. При этом давление на приеме насосов поддерживалось равным 3,5–5,8 МПа, что приемлемо для эффективной эксплуатации. Динамика дебитов жидкости в процессе эксплуатации рассмотренных скважин при обводненности 50–90 % оставалась устойчивой.

5. При обработке фактических данных путем построения «скользящих» характеристик вытеснения по мере увеличения обводненности нефтяных залежей установлено, что снижение $p_{заб}$ намного ниже $p_{нас}$ не снижает извлекаемые запасы нефти, а наоборот приращивает их и увеличивает КИН. Это подтверждает эффективность и необходимость организации массового форсированного отбора жидкости для стабилизации отборов нефти на обводненных месторождениях.

6. При $p_{заб} < p_{нас}$ (в случае, когда $p_{пл.тек} \gg p_{нас}$) разгазирование жидкости происходит в крайне ограниченной

(первые десятки сантиметров) околоскважинной зоне, составляющей 0,0001 % порового объема, дренируемой скважиной. В этом случае создание трехфазных 3D моделей процесса разработки нефтяных залежей представляется излишним, а требования экспертов по их созданию – необоснованными.

7. Приведенные фактические результаты эксплуатации многих тысяч обводненных скважин в Западной Сибири (при $p_{заб} \ll p_{нас}$ и $p_{пл.тек} \gg p_{нас}$) рекомендуется учитывать техническим экспертам ГКЗ/ЦКР при выводах об оптимальности/неоптимальности режимов работы скважин на обводненных залежах нефти.

8. При согласовании проектов разработки нефтяных месторождений рекомендуемые диапазоны проектируемых забойных давлений в добывающих скважинах по отдельным объектам целесообразно фиксировать в протоколах ЦКР Роснедр по УВС.

Список литературы

1. Усенко В.Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. – М.: Недра, 1967. – 213 с.
2. Лебедев С.А., Усенко В.Ф., Андреев Е.А. Исследование и установление технологического режима работы нефтяных скважин со снижением забойного давления ниже давления насыщения в девонских пластах Туймазинского нефтяного месторождения и пласте Д1V Константиновского месторождения // ВНИИнефть НТЦ по добыче нефти. – 1959. – Вып. 3. – С. 82–83.
3. Обоснование оптимальных забойных давлений для терригенных коллекторов / Р.Х. Муслимов, Н.Г. Зайнуллин, Р.Н. Дияшев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 9. – С. 27–29.
4. Оптимизация давлений на забоях добывающих скважин / Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов, И.Г. Юсупов. – Т. 1. – В кн. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения. – М.: ВНИИОЭНТ, 1995. – С. 326–343.
5. Исследование скважин с забойным давлением ниже давления насыщения / Н.Г. Зайнуллин, С.С. Сергеев, Л.И. Зайцева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 12. – С. 34–37.
6. Теоретические и промысловые исследования работы скважины при забойном давлении ниже давления насыщения / К.Р. Уразаков [и др.] // Интервал. – 2007. – № 9. – С. 56–62. – EDN: ULLLDD
7. О результатах разработки нового подхода по определению оптимального забойного давления с использованием инструментов интегрированного моделирования / К.Е. Кордик [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 10. – С. 66–73. – [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-10\(658\)-66-73](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-10(658)-66-73). – EDN: OVJFQL
8. Дьячков А.А., Галимов Р.Г., Фудяев С.А. Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности в условиях низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты на примере месторождения Шаимского района // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 10. – С. 42–48. – [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-42-48](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42-48). – EDN: FTQVMT
9. Янин А.Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири. – Тюмень. – Екатеринбург: ООО «ПБ «ТЭРМ», 2021. – 615 с.
10. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидро-разрывами пласта. – Тюмень – Курган: Зауралье, 2015. – 268 с.
11. Мониторинг и управление осложненным фондом скважин на основе информационной системы «Мехфонд» ПАО «НК «Роснефть» / М.Г. Волков, А.Ю. Пресняков, И.Г. Ключин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 90–94. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-90-94>. – EDN: EIGGRC
12. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Батурич Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–57.
13. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Климов А.А. Влияние на нефтеотдачу повышенных депрессий и перспективы их применения // Материалы 5^й научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск, 2002. – С. 182–186.
14. Питкевич В.Т., Морева Е.В., Семенов В.В. Использование данных о механических свойствах пород-коллекторов месторождений ХМАО с целью эффективной разработки и эксплуатации // Материалы 3-й научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 342–345.
15. Исачев В.В., Казиков В.А., Андреев В.Л. Изменение коэффициента продуктивности скважин горизонта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения при снижении забойного давления ниже давления насыщения // Нефтепромысловое дело. – 1993. – № 3. – С. 17–19.
16. Анализ динамики коэффициентов продуктивности скважин на Приразломном месторождении с низкопроницаемыми коллекторами / Р.В. Тулаев, Г.М. Еникеева, Э.В. Махмутова, Э.М. Тимашев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – № 4. – С. 54–57.
17. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
18. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и Газ, 2003. – 816 с. – EDN: QMXTQX
19. Уточнение предельно допустимых забойных давлений для карбонатных и терригенных коллекторов месторождений ПАО «Татнефть» / В.А. Иктисанов, Н.Х. Мусабирова, А.В. Байгушев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 30–39. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-7-36-39>. – EDN: AUNFEE
20. Обобщения для предельных давлений добывающих скважин терригенных коллекторов ПАО «Татнефть» / В.А. Иктисанов, Н.Х. Мусабирова, А.В. Байгушев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 6. – С. 17–22. – [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6\(654\)-17-22](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6(654)-17-22). – EDN: HDEZOF
21. Оптимизация режимов эксплуатации добывающих скважин в комплексе с инженерным подходом, программированием и методами машинного обучения / Р.М. Америкханов, А.Х. Гилязов, А.А. Дьяконов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 8. – С. 94–99. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-8-94-99>. – EDN: TUQNBQ
22. Кашников О.Ю., Савельев О.Ю., Сатюков Ю.А. Обоснование оптимального забойного давления в добывающих скважинах промысловыми и аналитическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 76–79. – EDN: OYVXQR
23. РД 39-0147585-151-97. Методическое руководство по определению оптимальных пластовых и забойных давлений / Р.Н. Дияшев, И.Х. Мусабирова, В.А. Шавалиев // Бугульма: ТатНИПнефть, 1997. – 58 с.
24. Хасанов М.М., Мукминов И.Р., Бачин С.И. К расчету притока жидкости к скважинам, работающим в условиях локального разгазирования // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 9. – С. 38–42.

References

1. Usenko V.F., *Issledovanie neftyanykh mestorozhdeniy pri daviyakh nizhe daviyeniya nasyschcheniya* (Exploration of oil fields at pressures below saturation pressure), Moscow: Nedra Publ., 1967, 213 p.
2. Lebedev S.A., Usenko V.F., Andreev E.A., *Issledovanie i ustanovlenie tekhnologicheskogo rezhima raboty neftyanykh skvazhin so snizheniem zaboynogo daviyeniya nizhe daviyeniya nasyschcheniya v devonskikh plastakh Tuymazinskogo nefyanogo mestorozhdeniya i plaste DIV Konstantinovskogo mestorozhdeniya* (Study and establishment of a technological operating mode for oil wells with a decrease in bottomhole pressure below the saturation pressure in the Devonian formations of the Tuymazinskoye oil field and the DIV formation of the Konstantinovskoye field), NTS po dobyche nefti, 1959, V. 3, pp. 82–83.

Анатолию Николаевичу Янину – 75 лет!



3. Muslimov R.Kh., Zaynullin N.G., Diyashev R.N. et al., *Justification of optimal bottomhole pressures for Terrigenous reservoirs* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1984, no. 9, pp. 27–29.
4. Muslimov R.Kh., Shavaliyev A.M., Khisamov R.B., Yusupov I.G., *Optimizatsiya davleniy na zaboyakh dobyvayushchikh skvazhin* (Optimization of bottomhole pressures in production wells), In: *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiya Romashkinskogo mestorozhdeniya* (Geology, development and operation of the Romashkinskoye field), Moscow: Publ. of VNIIOENT, 1995, pp. 326–343.
5. Zaynullin N.G., Sergeev S.S., Zaytseva L.I. et al., *Well testing with bottomhole pressure below saturation pressure* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1985, no. 12, pp. 34–37.
6. Urazakov K.R. et al., *Theoretical and field studies of well operation at bottom-hole pressure below saturation pressure* (In Russ.), *Interval*, 2007, no. 9, pp. 56–62.
7. Kordik K.E. et al., *The results of the development of a new approach to determining the optimal bottomhole pressure using integrated modeling tools* (In Russ.), *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 10, pp. 66–73, DOI: [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-10\(658\)-66-73](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-10(658)-66-73)
8. D'yachkov A.A., Galimov R.G., Fufaev S.A., *The effect of bottomhole pressure reduction below saturation pressure on the productivity coefficient in conditions of low-permeable reservoirs of the Tyumen formation on the example of the Shaimskiy district deposit* (In Russ.), *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 10, pp. 42–48, DOI: [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-42-48](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42-48)
9. Yanin A.N., *Gidravlicheskiy razryv neftnykh plastov v Zapadnoy Sibiri* (Hydraulic fracturing of oil reservoirs in Western Siberia), Tyumen: Publ. of PB TERM, 2021, 615 p.
10. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E., *Razrabotka neftnykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri gorizontальnymi skvazhinami s mnogostadiynymi gidro-razryvami plasta* (Development of oil fields in Western Siberia by horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing), Tyumen – Kurgan: Zaural'e Publ., 2015, 268 p.
11. Volkov M.G., Presnyakov A.Yu., Klyushin I.G. et al., *Monitoring and management the abnormal well stocks based on the Information System Mekhfond of Rosneft Oil Company* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2021, no. 2, pp. 90–94, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-90-94>
12. Sonich V.P., Cheremisin H.A., Baturin Yu.E., *Influence of reservoir pressure reduction on reservoir properties of rocks in Western Siberia fields* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1997, no. 9, pp. 52–57.
13. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Klimov A.A., *Vliyaniye na nefteotdachu povyshennykh depressiy i perspektivy ikh primeneniya* (The impact of increased depressions on oil recovery and the prospects for their application), Proceedings of 5th scientific and practical conference "Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO" (Ways to realize the oil and gas potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug), Khanty-Mansiysk, 2002, pp. 182–186.
14. Pitkevich V.T., Moreva E.V., Semenov V.V., *Ispol'zovanie dannykh o mekhanicheskikh svoystvakh porod-kollektorov mestorozhdeniy KhMAO s tsel'yu effektivnoy razrabotki i ekspluatatsii* (Using data on the mechanical properties of reservoir rocks in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug for the purpose of efficient development and operation), Proceedings of 5th scientific and practical conference "Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO" (Ways to realize the oil and gas potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug), Khanty-Mansiysk, 2000, pp. 342–345.
15. Isaychev V.V., Kazakov V.A., Andreev V.L., *Change in the productivity coefficient of wells in the AB4-5 horizon of the Samotlor field with a decrease in bottomhole pressure below the saturation pressure* (In Russ.), *Neftepromyslovoe delo*, 1993, no. 3, pp. 17–19.
16. Tulayev R.V., Enikeeva G.M., Makhmutova E.V., Timashev E.M., *Analysis of the dynamics of well productivity factors at the Prirazlomnoye field with low-permeability reservoirs* (In Russ.), *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2006, no. 4, pp. 54–57.
17. Lysenko V.D., *Razrabotka neftnykh mestorozhdeniy. Teoriya i praktika* (Development of oil fields. Theory and practice), Moscow: Nedra Publ., 1996, 367 p.
18. Mishchenko I.T., *Skvazhinnaya dobycha nefti* (Oil production), Moscow: Neft' i gaz Publ., 2003, 816 p.
19. Iktisanov V.A., Musabirova N.Kh., Baygushev A.V. et al., *Updating of limited bottomhole pressures for carbonate and sandstone reservoirs operated by Tatneft PJSC* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2019, no. 7, pp. 30–39, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-7-36-39>
20. Iktisanov V.A., Musabirova N.Kh., Baygushev A.V. et al., *Generalizations for limit pressures of production wells of Terrigenous reservoirs of PJSC «Tatneft»* (In Russ.), *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 6, pp. 17–22, DOI: [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6\(654\)-17-22](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6(654)-17-22)
21. Amerkhanov R.M., Gilyazov A.Kh., D'yakonov A.A. et al., *Optimization of production well operation through combination of engineering approach, computer programming and machine learning methods* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2024, no. 8, pp. 94–99, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-8-94-99>
22. Kashnikov O.Yu., Savelev O.Yu., Satyukov Yu.A., *Calculation of optimal bottom-hole pressure for producing wells* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 2, pp. 76–79.
23. RD 39-0147585-151-97. *Metodicheskoe rukovodstvo po opredeleniyu optimal'nykh plastovykh i zaboynykh davleniy* (Methodological guidelines for determining optimal reservoir and bottomhole pressures), Bugul'ma: Publ. of TatNIP-Neft', 1997, 58 p.
24. Khasanov M.M., Mukminov I.R., Bachin S.I., *To calculate the fluid inflow to wells operating under local degassing conditions* (In Russ.), *Neftepromyslovoe delo*, 2000, no. 9, pp. 38–42.

1 февраля 2026 г. исполняется 75 лет Анатолию Николаевичу Янину, известному специалисту в области проектирования разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, генеральному директору ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ».

А.Н. Янин родился в 1951 г. в г. Ишиме Тюменской области. В 1968 г. с золотой медалью окончил среднюю школу № 2 в пос. Солнечная Поляна г. Жигулёвска Куйбышевской области, в 1973 г. с отличием – Тюменский индустриальный институт по специальности «Разработка нефтяных и газовых месторождений». В 1973 г. поступил на работу в Гипротюменнефтегаз, в 1975 г. переведен в СибНИИИП. В период с 1986 по 1998 г. был ГИПом по разработке месторождений ОАО «Юганскнефтегаз», с 1993 г. – директор ТОО «ТЭРМ», с 2008 г. – руководитель ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ».

Анатолий Николаевич руководил составлением 400 проектов разработки по 100 нефтяным месторождениям, в том числе уникальным: Приобскому, Мамонтовскому, Усть-Балыкскому, Приразломному, Малобалыкскому, Южно-Сургутскому, Тайлаковскому и многим другим.

Среди заказчиков выполненных проектов крупные нефтяные компании: «Юганскнефтегаз», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», «Славнефть-Мегионнефтегаз», «Сургутнефтегаз», «Газпромнефть-Хантос», «РуссНефть», «Газпром добыча Томск», «ЛУКОЙЛ Оверсиз», «Салым Петролеум Девелопмент» и др.

А.Н. Янин – автор более 100 опубликованных научных статей, автор (и соавтор) 5 монографий по проблемам нефтедобычи в Западной Сибири.

С 1979 г. Анатолий Николаевич – постоянный автор журнала «Нефтяное хозяйство», где опубликована серия его научных статей по проблемам разработки тюменских нефтяных месторождений.

А.Н. Янин – заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ (2017 г.), награжден медалью «За освоение недр и разработку нефтегазового комплекса Западной Сибири» (1988 г.). Почетный нефтяник Тюменской области (1989 г.). Лауреат премии имени В.И. Муравленко (2010 г.). «Инженер года Тюменской области» (2011 г.). Обладает высоким заслуженным авторитетом в нефтяной отрасли страны. Как высокопрофессиональный специалист-нефтяник, в 90-х годах был членом ЦКР Миннефтепрома, Минтопэнерго России, ТО ЦКР Роснедр по ХМАО (с 1994 по 2011 г.). Воспитал плеяду талантливых молодых специалистов в области разработки нефтяных месторождений.

Уважаемый Анатолий Николаевич!
Примите наши искренние поздравления с юбилеем!
Успехов Вам, новых свершений
и творческого долголетия!

Коллектив ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ», коллеги по работе, редакционная коллегия и коллектив редакции журнала «Нефтяное хозяйство»