



А.Н. ЯДИН
генеральный директор
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»
term@term-pb.ru.

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

АННОТАЦИЯ:

Из факторов, определяющих добычу на нефтяных месторождениях (на любой стадии разработки), ключевым является величина забойного давления в добывающих скважинах. В статье выполнен анализ исторических данных о режимах эксплуатации нефтяных скважин за период с 1964 по 2023 гг. Изучены материалы о динамике забойных давлений по месторождениям Юганского, Нижневартовского, Мегионского и других районов нефтедобычи Западной Сибири. Показано, что на первоначальном этапе (в период с 1964 по 2000 гг.) терригенные поровые нефтяные объекты разрабатывали при забойных давлениях существенно выше, чем давления насыщения. По мере обводнения старых залежей и ввода в разработку (в XXI в.) особо низкопроницаемых объектов, содержащих ТриЗ нефти, забойные давления были существенно снижены — до уровня 0,5 от давления насыщения и ниже. Отмечена устойчивая работа механизированных скважин (ЭЦН) при низких забойных давлениях. Указанная технология обеспечивает прирост извлекаемых запасов нефти и повышение КИН.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

Западная Сибирь, нефтяные скважины, терригенные коллекторы, механизированная добыча, забойное давление, давление насыщения, газосодержание нефти, обводненность продукции, дебиты скважин, форсирование отборов, осложнения в добыче.

ANALYSIS OF BOTTOMHOLE PRESSURE DYNAMICS IN OIL WELLS IN WESTERN SIBERIA

ABSTRACT:

Of the factors determining production in oil fields (at any stage of development), the key is the amount of bottom-hole pressure in producing wells. The article analyzes historical data on the operating modes of oil wells for the period from 1964 to 2023. Materials on the dynamics of bottom-hole pressures in the fields of Yugansk, Nizhnevartovsk, Megion and other oil production regions of Western Siberia have been studied. It is shown that at the initial stage (in the period from 1964 to 2000), terrigenous porous oil facilities were developed at bottom-hole pressures significantly higher than saturation pressures. As the old deposits were flooded and particularly low-permeability facilities containing TrIZ oil were put into development (in the 21st century), the bottom-hole pressures were significantly reduced to 0.5 of the saturation pressure and below. The steady operation of mechanized wells (ECS) at low bottom-hole pressures was noted. This technology provides an increase in recoverable oil reserves and an increase in KIN.

KEYWORDS:

Western Siberia, oil wells, terrigenous reservoirs, mechanized production, bottom-hole pressure, saturation pressure, oil gas content, waterlogged products, well flow rates, forced withdrawals, production complications.

Согласно целевому сценарию «Энергетической стратегии РФ», к 2050 г. уровень добычи нефти (с конденсатом) в стране может составить 540 млн. т/г. В сентябре 2025 г. правительство ХМАО-Югры одобрило «Концепцию развития ресурсной базы», согласно которой уровни добычи нефти по округу должны быть увеличены с 205 млн. т (в 2024 г.) до 216 млн т в период с 2030 до 2050 гг. Поставленные задачи представляются чрезвычайно амбициозными, для их выполнения необходимо разработать детальные программы развития ТЭК (в т.ч. ГРП) по регионам страны.

Сложившаяся ситуация диктует необходимость пересмотра подходов и к разработке действующих нефтяных активов. Одним из резервов в стабилизации добычи нефти по месторождениям может стать ревизия критериев выбора оптимальных режимов эксплуатации добывающих скважин в нефтяной отрасли страны.

Целями настоящей публикации являются:

- Выполнение исторического обзора подходов, применяемых в Западной Сибири к обоснованию оптимальных забойных давлений (Рзаб) в добывающих скважинах традиционных нефтяных объектов;
- Анализ динамики забойных давлений, а также параметров Рзаб/Рнас и Рзаб/Ргорнверт за прошедший период в пластах с различной продуктивностью;
- Сравнение фактических Рзаб на нефтяных месторождениях Западной Сибири с величинами проектных и «предельно допустимых» забойных давлений;
- Анализ энергетических условий эксплуатации добывающих скважин, пробуренных на низко- и ультранизкопроницаемые пласты, содержащие ТриЗ нефти;
- Обозначение границ рациональных величин Рзаб в скважинах, способных обеспечить замедление темпов падения добычи нефти по ХМАО-Югре.

Изучением процессов в добывающих скважинах при снижении Рзаб < Рнас занимались И.Д. Амелин, Р.М. Амерханов, Е.А. Андреев, В.А. Афанасьев, Л.Н. Баландин, Ю.Е. Батурин, А.Ф. Блинов, А.А. Боксерман, Т.Б. Бравичева, В.Н. Васильевский, Г.Г. Вахитов, С.Г. Вольпин, Р.Г. Галимов, Р.Н. Дияшев, А.Н. Дроздов, А.А. Дьячков, Р.Р. Еникеев, Н.Г. Зайнуллин, Б.В. Зайцев, М.Т. Золотов, В.А. Иктисанов, В.В. Исайчев, В.А. Казаков, О.Ю. Кашников, В.Г. Ким, К.Е. Кордик, Э.Л. Лейбин, В.Д. Лысенко, И.Т. Мищенко, В.А. Мордвинов, И.Р. Мукминов, И.М. Муравьев, Н.М. Мусабинова, Р.Х. Муслимов, Э.Д. Мухарский, Л.Н. Назарова, В.В. Паплыгин, В.Т. Питкевич, В.И. Портнов, В.В. Пшеничников, П.В. Пятибратов, Р.Ф. Сагдиев, М.С. Сайфуллин, В.П. Сонич, Э.М. Тимашев, К.Р.

Уразаков, В.Ф. Усенко, Г.А. Халиков, Э.М. Халимов, М.М. Хасанов, Е.И. Хмелевских, Н.А. Черемисин, Р.Х. Шавалиев и другие.

ИСТОРИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Добычу нефти в Западной Сибири начали в 1964 г. на трёх высокопродуктивных месторождениях — Мегионском, Трёхозёрном и Усть-Балыкском. При освоении нефтяных месторождений провинции тюменские специалисты учитывали [1, 2, 3, 4] богатый опыт разработки, накопленный в Татарии, Башкирии, Куйбышевской области и других нефтегазодобывающих районах СССР.

В начальный период освоения нефтяных недр Западной Сибири (с гранулярными коллекторами) ключевыми вопросами были: выбор систем размещения и плотности сеток скважин, выделение эксплуатационных объектов, обоснование эффективных систем ППД, оптимальных устьевых давлений нагнетания, источников водоснабжения и другие. Не менее актуальным было и установление оптимальных забойных давлений в добывающих скважинах с учётом парка имеющегося в тот период в СССР глубиннонасосного оборудования, реализуемых конструкций и профилей буримых наклонно-направленных скважин (ННС), схем кустования этих скважин и т. п.

Например, по высокодебитному объекту БС1–4 Усть-Балыкского месторождения за безводный период (4 года) эксплуатации 100 скважин фонтанным способом были получены следующие показатели: текущее пластовое давление — 19,2 МПа, забойное давление — 16,4 МПа, депрессия — 2,8 МПа, средний дебит нефти — 200 т/сут, удельный дебит — 10 т/сут×м, коэффициент продуктивности — 71 т/сут×МПа [2].

Перевод фонтанных скважин на механизированную добычу в Тюменской области начали осуществлять с 1969 г. В 1970 г. механизированным способом суммарно было извлечено всего лишь 367 тыс. т нефти, или 1,3% от общей годовой добычи. В последующие годы объёмы механизированной добычи нефти в области увеличились: в 1975 г.— 14,281 млн. т (10%); в 1980 г.— 44,204 млн. т (15%); в 1985 г.— 163,655 млн. т (46%); в 1990 г.— 275,467 млн. т (78% от общей добычи). За пятилетку 1986–1990 гг. в Тюменской области механизированным способом суммарно было извлечено 1321,390 млн. т нефти, или 70% от общей её добычи. В то же время, в рассматриваемый 5-летний период доля фонтанной нефтедобычи в регионе оставалась весьма значительной — 20–15% от общей, несмотря на высокую среднюю обводнённость продукции — 60–75% (рис. 1).

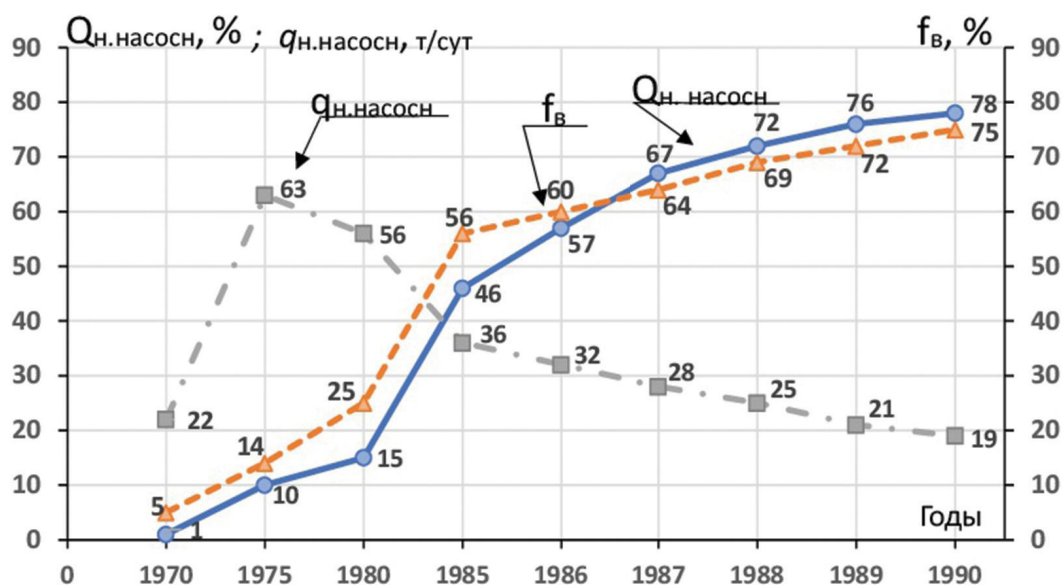


Рисунок 1. Показатели насосной добычи нефти по Тюменской области за 1970–1990 гг.
 $Q_{н.насосн}$ – доля насосной добычи нефти, % от общей; $q_{н.насосн}$ – дебит нефти по насосным скважинам, т/сут; $f_{в}$ – средняя обводненность продукции, %

Отметим, что в начальный период (в 1970 г.) средний дебит нефти по механизированным скважинам был невысок – 20 т/сут. Затем он существенно увеличился:

в 1975 г. – 63 т/сут, в 1980 г. – 56 т/сут, в 1985 г. – 36 т/сут. В 1990 г. средний дебит нефти по механизированным скважинам снизился – до 19 т/сут. Несмотря на рост обводненности, в течение периода разработки с 1964 – по 1990 гг. **дебит нефти фонтанных скважин превышал дебит насосных**: в 1970 г. по фонтану он составлял 110 т/сут, в 1975 г. – 165 т/сут, в 1980 г. – 110 т/сут. Это было обусловлено первоочередным интенсивным разбуриванием таких высокопродуктивных уникальных по запасам месторождений, как Самотлорское, Аганское, Ватинское, Мегионское, Усть-Балыкское, Западно-Сургут-

ское, Фёдоровское, Мамонтовское, Варьёганское и другие.

В работе [1] приведены сведения о параметрах 19 высокопродуктивных терригенных объектов 10 крупных месторождений, введённых в разработку за первые 10 лет (1964–1973 гг.) освоения нефтяных недр Западной Сибири (табл. 1).

К началу 1990-х гг. доля механизированной добычи нефти в Тюменской области достигла 80% от общей. В последующий период добывающие компании приступили к разработке залежей нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, а затем и в ультранизкопроницаемых пластах (типа АС10–12 Приобского месторождения).

Таблица 1. Геолого-промысловые параметры основных пластов по месторождениям, введённым в 1964–1973 гг. [1]

Параметры пластов	Среднее значение	Интервалы изменения
Нефтенасыщенная толщина пласта h_n , м	10,7	5,6–19,4
Проницаемость пласта $K_{пр}$, мкм ² ×10 ⁻³	300	70–600
Коэффициент расчленённости пласта $K_{расчл.}$, б/р	4,2	1,7–8,3
Давление насыщения нефти газом $P_{нас}$, МПа	9,6	8,0–12,3
Вязкость пластовой нефти $\mu_{н,пл}$, МПа·с	2,18	0,8–6,0
Газосодержание пластовой нефти $G_{газ}$, м ³ /т	73	38–125
Коэффициент продуктивности $K_{прод}$, т/сут×МПа	72	10–300

/Месторождения: Самотлорское, Советское, Мегионское, Ватинское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Правдинское, Мамонтовское, Трёхозёрное, Мортымья-Тетеревское. Перечень пластов: АВ1, АВ2–3, АВ4–5, БС1, БС2–3, БС6, БВ8, БВ10, БС10, П./

О ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЯХ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В условиях наличия высокодебитных залежей в течение длительного периода (многие десятилетия) на большинстве нефтяных объектов в Западной Сибири фактические забойные давления ($R_{зab}$) значительно превышали давления насыщения нефти газом. В публикации [5] на примере месторождений ПО «Юганскнефтегаз» показано, как в период с 1964 по 2000 гг. изменялась структура добываемой нефти в зависимости от динамики средней проницаемости ($K_{пр}$) разрабатываемых объектов. В соответствии с тенденцией ухудшения ФЕС (а $K_{пр}$ за этот период снизился в 2,2 раза: с 360 до $165 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$) среднее устьевое давление в нагнетательных скважинах ($R_{наг}$) выросло вдвое: с 8 до 16 МПа. Среднее же забойное давление в добывающих скважинах региона в этот период оказалось существенно более «консервативным» по отношению к изменению проницаемости, за историю разработки (до 2000 г.) оно изменилось незначительно [3, 6].

Массовый перевод скважин на механизированную добычу в Западной Сибири позволил обеспечить весьма высокие темпы отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти. Например, в целом по ХМАО-Югре в 2019 г. этот показатель достиг ~12%, а кратность текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти в этот год по округу составляла ~ 34 года [7].

Факты из истории: Первый электроцентробежный насос (ЭЦН) в ПО «Юганскнефтегаз» был спущен в скважину 63р Усть-Балыкского месторождения в 1969 г., т.е. по истечении 6 лет после начала разработки. Спустя 12 лет (в 1980 г.) 700 скважин, оборудованных ЭЦН, обеспечивали отбор в 17 млн. т нефти, или 38% от общей добычи. В 1980х гг. в эксплуатацию на ЭЦН в объединении ежегодно переводили по 1000 скважин. Максимальная за историю добыча нефти в ПО «Юганскнефтегаз» – 71 млн. т – была достигнута в 1986 г. При этом фонд механизированных скважин (с ЭЦН) достиг 5 тысяч, а добыча нефти из него составила 60 млн. или 85% от общего годового отбора. В 1998 г. средний дебит нефти скважин с ЭЦН в объединении составлял 15 т/сут, дебит жидкости – 57 т/сут при обводнённости 74%.

Первый штанговый глубинный насос (ШГН) на промысле ПО «Юганскнефтегаз» был запущен в работу также на Усть-Балыкском месторождении в 1974 г., т.е. спустя 11 лет после начала добычи. В 1998 г. установками ШГН на предприятии было оборудовано 740 малodeбитных скважин с годовой добычей 1,250 млн. т нефти или 12% от общей. Средний дебит нефти по скважинам с ШГН в этот год составлял – 6,6 т/сут, дебит жидкости – 7,2 т/сут при низкой обводнённости – 8%.

Авторы работы [8] изучили режимы эксплуатации скважин низкопроницаемого пласта БС4–5 с (развитой трещиноватостью) Приразломного месторождения по состоянию на 2006 г. Путём построения зависимости «забойное давление-дебит» установлено, что 52% скважин работает при среднем $R_{зab}$ – 7,1 МПа, что ниже $R_{нас}$ на 25%.

В статье [9] приведены сведения об условиях эксплуатации добывающих скважин по 15 месторождениям ОАО «Юганскнефтегаз» в 2000 г. Получены следующие результаты: среднее $R_{пл}$ по действующему фонду – 24,4 МПа, среднее забойное давление – 16,1 МПа (при $R_{нас}$ – 9,2 МПа), отношение $R_{зab}/R_{нас}$ очень велико – 1,75. Средняя депрессия была невысока – 8,3 МПа. Показатели в целом по ОАО «Юганскнефтегаз» за 2000 г. были следующими: добыча нефти – 30,2 млн. т, добыча жидкости – 126,4 млн. т, закачка воды – 178,3 млн. м³, добывающий фонд – 9194 скважины, в т.ч. действующих – 6795 скважин, дебит нефти – 13,7 т/сут, дебит жидкости – 58 т/сут, обводнённость – 76%, дебит нефти по 223 м новым скважинам – 48 т/сут.

Рассчитано [9], что при снижении $R_{зab}$ до уровня 0,85 $R_{нас}$ по фонду оптимизации указанных месторождений, депрессия на пласт может быть увеличена до 12,5 МПа, или в 1,5 раза. Потенциал в текущей добыче нефти от реализации этого мероприятия оценён в 18%. В случае снижения $R_{зab}$ по фонду, выбранному для реализации этого ГТМ, до уровня 4 МПа, прирост в текущей добыче нефти оценён в 25%. Таким образом, потенциал форсированного отбора жидкости (ФОЖ) по месторождениям ОАО «Юганскнефтегаз» был достаточно высок. Если учесть фактическую добычу нефти по предприятию в 2000 г., то её прирост от снижения $R_{зab}$ (до уровня 85% от $R_{нас}$) оценён в 5,436 млн. т, а до уровня 40% от $R_{нас}$ – в 7,550 млн. т (в расчёте за полный год).

В работе [9] отмечены факторы, затрудняющие выбор скважин для снижения $R_{зab}$:

- повышенная кривизна ствола скважин в условиях кустового бурения;
- особенности конструкции низа эксплуатационной колонны скважин;
- наличие контактных запасов нефти на участках водонефтяных зон (ВНЗ);
- наличие тонких глинистых разделов нефти от воды;
- наличие заколонных перетоков;
- наличие пластов с выраженной трещиноватостью и др.

Другим фактором, ограничивающим массовое снижение $R_{зab}$, является необходимость наращивания мощностей системы поддержания пластового давления (ППД) (реконструкция КНС, увеличение давления нагнетания, замена водоводов), системы подготовки нефти и др.

В статье [9] особо отмечено, что в случае наличия порово-трещиноватых коллекторов (типа пласта БС4–5 Приразломного месторождения) снижение $R_{заб}$ может сопровождаться не ростом продуктивности, а падением дебитов скважин из-за смыкания естественных трещин пласта (даже в диапазоне, когда $R_{заб} > R_{нас}$).

В итоге, в качестве критерия установления предельного $R_{заб}$ на месторождениях ПО «Юганскнефтегаз» к концу 1990-х гг., исходя из опыта эксплуатации около 400 скважин (с $R_{заб} < R_{нас}$), забойное давление рекомендовалось поддерживать на уровне — не ниже 0,85 от давления насыщения [6, 9].

Из изложенного можно заключить, что за историю, вследствие поддержания высоких забойных давлений, добывные возможности на месторождениях Юганского района были задействованы далеко неполностью. Указанная особенность была характерна и для других месторождений ХМАО-Югры в период с 1964 по 2000 гг.

В публикации [10] содержатся сведения о фактических показателях (за 1979 г.) эксплуатации 4058 добывающих скважин на 15 месторождениях ПО «Нижневартовскнефтегаз» (Самотлорское, Аганское, Ватинское, Мегионское, Мыхпайское, Северо-Покурское, Покачёвское, Варьёганское, Северо-Варьёганское, Повховское, Поточное, Урьевское, Тагринское, Ван-Еганское, Нонг-Еганское). Обводнённость продукции этих месторождений в 1979 г. была невелика — 17%, средний дебит нефти высок — 150 т/сут, дебит жидкости — 180 т/сут. **Проектные $R_{заб}$** в добывающих скважинах изменялись от 15 — до 20 МПа, составляя в среднем — 17,3 МПа. **Фактические $R_{заб}$** находились в диапазоне 13,8–19,9 МПа, в среднем равны — 17 МПа, т.е. соответствовали проектным величинам. Подчеркнём, что указанное фактическое забойное давление превышало давление насыщения в 1,7–1,9 раза.

Для сравнения: по данным Р.Х. Муслимова в том же 1979 г. средневзвешенное $R_{пл}$ на объектах нефтяных месторождений Татарии изменялось от 15,7 — до 18,2 МПа. При этом по площадям на Ромашкино среднее $R_{заб}$ изменялось от 8 — до 11,5 МПа. Одним из принципов разработки месторождений в Татарстане в безводных и малообводнённых скважинах было снижение $R_{заб}$ до уровня 0,75–0,8 от $R_{нас}$.

В публикации [11] рассмотрено изменение продуктивности скважин высокодебитного объекта АВ4–5 Самотлорского месторождения при снижении $R_{заб} < R_{нас}$. Согласно справочнику [1], глубина залегания пласта АВ4–5 — 1750 м, пластовое давление по объекту — 17–17,6 МПа, давление насыщения — 13,3 МПа (или 77% от $R_{пл}$), газосодержание нефти — 56 м³/т, толщина h_n — 18,3 м, проницаемость — 0,510–1,420 мкм², пористость — 27,2%, нефтенасыщенность — 71%, $K_{прод}$ очень высок — 320 т/сут×МПа. Авторы публикации установили, что максимальный дебит скважин по объекту АВ4–5 обеспечивало снижение $R_{заб}$ — до 10,2–10,7 МПа, что ниже $R_{нас}$ — на 19–23%.

ОСЛОЖНЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ НИЗКИХ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЯХ

У промысловиков Западной Сибири были опасения, что при снижении $R_{заб}$ в скважинах могут возникнуть неблагоприятные последствия, а именно:

- падение дебита жидкости (нефти) из-за роста газового фактора;
- ухудшение коллекторных свойств пласта в прискважинной области;
- возникновение заколонных перетоков из-за нарушения герметичности цементного кольца в скважинах или прорыва тонких глинистых разделов от воды;
- разрушение рыхлых коллекторов, повышенный вынос мехпримесей;
- незакономерное увеличение темпов обводнения скважин;
- усложнение условий эксплуатации глубиннонасосного оборудования (ГНО), способное сократить межремонтный период работы скважин и др.

В статье [12] сообщалось, что при снижении пластового давления на ранней стадии разработки нефтяных залежей «ОАО «Сургутнефтегаз» (с $K_{пр} < 100 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$) происходит **необратимая деформация коллекторов**. Однако конкретных фактических данных, подтверждающих этот тезис, авторы не привели. Рекомендуемые ими величины «допустимых» забойных давлений оказались весьма высокими: при глубине $H_{глуб}$ 2000 м — $R_{заб.min} = 7$ МПа; при $H_{глуб}$ 2500 м — $R_{заб.min} = 10$ МПа; при $H_{глуб}$ 3000 м — $R_{заб.min} = 12$ МПа. Отметим, что при выборе «допустимого» $R_{заб}$ в работе [12] не учтены такие важные параметры как давление насыщения нефти газом, газосодержание пластовой нефти, а также обводнённость продукции скважин.

В статье [13] приведены сведения об изменении **механических свойств образцов керна коллекторов** при создании высоких депрессий. В лаборатории СибНИИП исследовано 24 образца керна Приразломного, Покамасовского и Метельного месторождения Западной Сибири. Пористость изученных образцов в поверхностных условиях изменялась от 15,2 до 23% (средняя — 18,84%); в пластовых условиях: от 14,8 до 22,5% (средняя — 18,44%). При создании высоких депрессий (на уровне 15–16 МПа) пористость пород снизилась в среднем до 18,24%, т.е. всего лишь на 1% (отн.). Для образцов керна, имеющих проницаемость от 0,2 до $300 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$, при создании значительных депрессий

пористость образцов изменялась незначительно — от 1,1–1,05% (отн.) до 0,72–0,77% (отн.). Понятно, что в этих условиях проницаемость образцов должна была претерпеть более значительные изменения.

Таким образом, по данным лабораторных экспериментов при создании высоких депрессий существенного изменения пористости образцов керна не выявлено. Это создавало предпосылки для значительного «безопасного» снижения забойных давлений в добывающих скважинах нефтяных пластов Западной Сибири. Однако в тот период эта технология интенсификации добычи нефти (ИДН) в регионе не нашла широкого применения.

В работе [14] представлена *оценка размеров зоны разгазирования в околоскважинной области пласта при снижении $R_{зab} < R_{нас}$ (когда $R_{плo} >> R_{нас}$)*. Показано, что для условий пластов АС4 Малобалыкского, АС10–11 Приобского, ЮВ1/1, ЮВ1/3 Кирско-Коттынского месторождений — *при снижении $R_{зab}$ до уровня — 0,5 от $R_{нас}$, радиус зоны разгазирования — не превышает 25 см*. Таким образом, в этом процессе имеет место лишь ограниченный «пристеночный эффект» разгазирования нефти.

В последующий период было установлено, что фактор дегазации нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП) (при $R_{зab} < R_{нас}$) не оказывает сколько-нибудь существенного отрицательного влияния на работу скважин. По данным ОАО «НК «Роснефть» [15] 2021 г. в Западной Сибири осложнённый фонд скважин, обусловленный высоким газовым фактором, составлял всего лишь 3% от общего значительного осложнённого фонда.

Автором данной статьи обработаны сведения о величинах *проектных $R_{зab}$* по 14 крупнейшим месторождениям Западной Сибири в период с 1978 по 1995 гг. [1]. По 35 изученным объектам получены следующие параметры: среднее начальное $R_{плo}$ — 22 МПа; среднее $R_{нас}$ — 10 МПа; среднее проектное забойное давление — 15,6 МПа; среднее горное давление — 47 МПа. Из этих данных видно, что начальное $R_{плo}$ по пластам значительно (в 2,2 раза) превышало $R_{нас}$, а среднее *проектное $R_{зab}$* превосходило $R_{нас}$ — в 1,6 раза, составляя 0,33 от вертикального горного давления.

Из приведённых данных следует, что в период до 2000 г. реализованные на месторождениях Западной Сибири забойные давления были далеки от «оптимальных» величин, а тем более — от «предельно допустимых» $R_{зab}$. При этом средняя обводнённость продукции, например в 1997 г., по месторождениям ХМАО-Югры была весьма высокой — 82%. Это обстоятельство позволяло в добывающих скважинах (с подходящей конструкцией) вполне безопасно и эффективно снижать забойные давления — до предельно допустимых уровней.

ЗАБОЙНЫЕ ДАВЛЕНИЯ В КОЛЛЕКТОРАХ С РАЗЛИЧНОЙ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ

Рассмотрим далее режимы эксплуатации (проектные и фактические) добывающих скважин на месторождениях ХМАО-Югры — *дифференцированно: по типам коллекторов, в зависимости от их продуктивности*: ВПК — высокопродуктивные коллекторы; СПК — среднепродуктивные; НПК — низкопродуктивные; УНПК — ультранизкопродуктивные коллекторы. Источником информации послужили авторские надзоры за разработкой месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» (исп. ООО «ТЭРМ»), выполненные под руководством автора в 1998 г. [2], а также сведения, опубликованные в открытой печати.

а) Высокопродуктивные залежи ПО «Юганскнефтегаз»

В качестве примера рассмотрим пласты **Б1, БС2–3, БС4, БС5 Усть-Балыкского месторождения**, залегающие на глубине 2060–2100 м. Их начальное $R_{плo}$ — 21,6 МПа, вертикальное горное давление — 45 МПа, $R_{нас}$ — 7,8–9,4 МПа, газосодержание — 45 м³/т. Средняя толщина (hн) объекта БС1–5 в целом — 15 м, проницаемость $K_{пр}$ — 450×10^{-3} мкм², проводимость $K_{пр} \times h_{н}$ очень высока — 6750×10^{-3} мкм²×м [2].

В первой технологической схеме разработки объекта БС1–5 Усть-Балыка (исп. ВНИИнефть, 1964 г.) проектное $R_{зab}$ предусматривалось поддерживать на весьма высоком уровне (15,6–16,8 МПа), что примерно вдвое выше $R_{нас}$ (7,8–9,4 МПа).

Депрессия на пласт (ΔP) при этом была запланирована на уровне 4,8–6 МПа. В последующих проектах (1976, 1978 гг.) предлагалось несколько снизить $R_{зab}$ — до уровня 13–14 МПа, что, тем не менее, было выше $R_{нас}$ в 1,5–1,7 раза. От вертикального горного давления по пластам БС1–5 указанное $R_{зab}$ составляло — 0,3. Позднее (в 1998 г.) среднее фактическое $R_{зab}$ находилось на уровне 17,2 МПа, что было даже несколько выше, чем предусмотренное первой техсхемой ВНИИ (1964 г.) — 15,6–16,8 МПа.

Отношение фактического $R_{зab}/R_{нас}$ в 1998 г. было также велико — 1,8–2,2 раза.

В реальности снизить $R_{зab}$ до проектных величин по Усть-Балыку было невозможно из-за отсутствия высокопроизводительного насосного оборудования (ЭЦН).

В 1997 г. дебит жидкости здесь составлял 167 т/сут, удельный — 11,1 т/м. Напомним, что в 1965 г. средний дебит жидкости по 45 добывающим скважинам, работавшим фонтанным способом, составлял — 200 т/сут [2].

б) Среднепродуктивные пласты ПО «Юганскнефтегаз» (табл. 2)

Усть-Балыкское месторождение, горизонт БС10 / 1997 г./ Глубина залегания объекта – 2470 м. Начальное $P_{пл}$ – 24,5 МПа, $P_{нас}$ – 8,8 МПа, толщина h_n – 10 м, проницаемость $K_{пр}$ – $100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, проводимость $K_{пр} \times h_n$ – $1000 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2 \times \text{м}$, вертикальное

горное давление – 52,7 МПа. В 1997 г. на объекте БС10 работало 640 скважин, в т.ч. ЭЦН – 362, ШГН – 278. Среднее $P_{заб}$ по мех. фонду составляло – 17 МПа, в т.ч. по ЭЦН – 15,9 МПа, по ШГН – 18,5 МПа. Таким образом, среднее фактическое $P_{заб}$ по горизонту БС10 превышало $P_{нас}$ – почти вдвое. По этой причине ресурсный потенциал скважин в плане наращивания добычи нефти был использован лишь частично.

Таблица 2. Характеристика среднепродуктивных месторождений ПО «Юганскнефтегаз» в период 1997–2001 гг.

Параметры Показатели	Месторождение					
	Усть-Балыкское БС ₁₀	Майское БС ₁₁	Северо-Салымское АС ₁₁ , БС ₆ , БС ₇₋₈	Кудринское БС ₆ , БС ₈	Петелинское БС ₆	В целом
Глубина залегания пласта, м	2470	2520	2373	2420–2490	2350	2435
Начальное $P_{пл}$, МПа	24,5	25,0	23,1	23,4	23,5	23,9
Давление насыщения, МПа	8,8	9,0	8,0	8,2	8,6	8,5
Газосодержание, м ³ /т	57	40	39	37	33	41
$P_{нас}/P_{пл}$, доли ед.	0,36	0,36	0,35	0,35	0,37	0,36
Нефтенасыщенная толщина, м	10	6,5	10,2	5,0	7,1	7,8
Проницаемость, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$	100	210	78	65	100	110
Проводимость пласта	1000	1365	800	325	710	860
Фонд добыв. мех. скважин	640	44	106	75	228	1093
Фактическое $P_{заб}$, МПа	17,0	18,4	14,0	15,8	13,7	15,8
$P_{заб}/P_{нас}$, б/р	1,93	2,04	1,75	1,93	1,59	1,86
Верт. горное давление, МПа	52,7	54,2	48,0	52,4	50,1	51,5
$P_{заб}/P_{горн}$, доли ед.	0,32	0,34	0,29	0,30	0,27	0,31
$P_{заб}$, крит. по И.Т. Мищенко, МПа	5,0	4,6	4,5	4,5	4,4	4,6
$P_{заб}/P_{заб\text{ крит.}}$, б/р	3,4	4,0	3,1	3,5	3,1	3,4
Обводнённость, %	65	71	80	70	67	71,4
Дебит жидкости, т/сут	22,4	53	43	32	33	36,7
То же на 1 м h_n , т/сут \times м	2,2	8,0	4,2	5,6	4,65	4,70
На 1 ед. проводимости	0,022	0,039	0,054	0,098	0,046	0,043

Майское месторождение, объект БС11 /1997 г./ Глубина залегания пласта – 2520 м, начальное $P_{пл}$ – 25 МПа, $P_{нас}$ – 9 МПа, газосодержание пластовой нефти – 40 м³/т. Вертикальное горное давление – 54,2 МПа. Толщина h_n – 6,5 м, проницаемость $K_{пр}$ – $210 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, проводимость $K_{пр} \times h_n$ – $1365 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2 \times \text{м}$. В 1997 г. среднее фактическое $P_{заб}$ по 44 скважинам (ЭЦН) составляло 18,4 МПа, что превышало $P_{нас}$ в 2 раза. При этом средний дебит жидкости был равен 53 т/сут, удельный – 8 т/сут \times м.

Петелинское месторождение /1997 г./ Основной пласт БС6 залегает на глубине 2350 м, начальное $P_{пл}$ – 23,5 МПа, $P_{нас}$ – 8,6 МПа, газосодержание

нефти – 33 м³/т. Вертикальное горное давление – 49,5 МПа. Средняя толщина h_n – 7,1 м, проницаемость – $100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, проводимость – $710 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2 \times \text{м}$. В 1997 г. по 228 скважинам (ЭЦН) среднее $P_{заб}$ составляло 13,7 МПа. Отношение $P_{заб}/P_{нас}$ было весьма велико – 1,6 раза. Средний дебит жидкости был равен 33 т/сут, удельный – 4,65 т/сут \times м.

Кудринское месторождение /1997 г./ Основные пласты БС6, БС8 залегают на глубине 2420–2490 м, начальное $P_{пл}$ – 23,3–23,5 МПа; $P_{нас}$ – 7,6–8,8 МПа, газосодержание нефти – 35–39 м³/т. Вертикальное горное давление – 50 МПа. Средняя толщина h_n пластов – 4–6,1 м; проницаемость пластов невысока –

55–75×10⁻³мкм², проводимость пластов Кпрхн — 220–460×10⁻³мкм²·м. В 1997 г. среднее Рзаб по 75 скважинам (ЭЦН) находилось на уровне 15,4–16,1 МПа, превышая Рнас — в 1,8–2 раза. Средний дебит жидкости был невысок и составлял 32 т/сут, удельный — 5,6 т/сут·м.

Северо-Салымское месторождение /2000 г./ Продуктивные пласты — АС11, БС6, БС7–8. В декабре 2001 г. на месторождении работало 106 скважин с УЭЦН. Геолого-физические параметры пластов: глубина залегания — 2240, 2430 и 2450 м; толщина hn — 10,2 м; проницаемость — 78×10⁻³мкм²; проводимость — 800×10⁻³мкм²·м, начальное Ргло — 22,8 МПа, давление насыщения 8,0 МПа, отношение Рпл/Рнас — 1,75, газосодержание — 39 м³/т. Технологические параметры работы оборудования: глубина спуска насосов — 1620 м, динамический уровень — 1000 м, забойное давление — 14 МПа, депрессия на пласт — 7,7 МПа, дебит жидкости — 43 т/сут, дебит нефти — 8,6 т/сут, обводнёность — 80%, удельный — 4,2 т/сут·м.

Средняя фактическая высота столба (ΔН) газожидкостной смеси над приёмом насоса (ЭЦН) составляла 640 м при обводнённости 80%, против расчётного допустимого превышения — 300 м — и оптимального давления на приёме насоса — 2,9 МПа.

в) Низкопродуктивные пласты ПО «Юганскнефтегаз»

Приразломное месторождение, пласт БС4–5 /1997 г./ Глубина залегания — 2600 м. Начальное Ргло — 24,5 МПа; Рнас — 10,8 МПа, газосодержание нефти — 68 м³/т; вертикальное горное давление — 56,1 МПа. Толщина hn — 12,8 м, проницаемость пласта низкая — 7×10⁻³мкм²; проводимость Кпрхн невелика — 90×10⁻³мкм²·м. В 1997 г. механизированным способом здесь эксплуатировалось 578 добывающих скважин, в т.ч. ЭЦН — 457, ШГН — 121. Среднее фактическое Рзаб составляло 15,3 МПа, в т.ч. по ЭЦН — 14,5 МПа; по ШГН — 18,2 МПа. Из-за наличия в коллекторах пласта БС4–5 системы трещин указанные забойные давления превышали Рнас в 1,34–1,69 раза. Средний дебит по жидкости в 1997 г. составлял 24,4 т/сут, в т.ч. по ЭЦН — 29 т/сут, по ШГН — 6,8 т/сут. Вследствие плохих ФЕС коллекторов и высоких значений фактических Рзаб удельный дебит жидкости по пласту БС4–5 был очень низким — 1,9 т/сут·м.

г) Ультранизкопроницаемые коллекторы

• **Приобское месторождение (север) ПО «Юганскнефтегаз»** [1, 4]. Основные продуктивные пласты АС10–12 залегают на глубине 2450–2700 м, начальное Ргло — 23,8–25,1 МПа, вертикальное горное давление — 51,7–59,5 МПа, Рнас — 9,3–10,3 МПа, газосодержание — 59–66 м³/т, средняя толщина (hn) объекта АС10–12–20 м, проницаемость — 5×10⁻³мкм², проводимость Кпрхн — 100×10⁻³мкм²·м.

В 1995 г. на объекте работало 243 скважины, в т.ч. ЭЦН — 126, ШГН — 117. Среднее Рзаб было равно — 16,1 МПа, в т.ч. по ЭЦН — 14,7 МПа, по ШГН — 17,7 МПа. Таким образом, фактические Рзаб по ультранизкопроницаемому объекту АС10–12 превышали Рнас в 1,5–1,7 раза. Сейчас понятно, что этот особо низкопроницаемый объект требовал создания в скважинах существенно более низких забойных давлений.

В начале добычи (в 1988 г.) средний дебит нефти по рассматриваемой площади составлял 21 т/сут, удельный ~ 1 т/сут·м, однако к 1994 г. вследствие слабой системы ППД, а также отсутствия массивированных ГРП, дебит нефти снизился в 2,6 раза — до 8 т/сут (безводной продукции), удельный дебит упал до 0,4 т/сут·м [4].

В конце 1990-х — начале 2000-х гг. подходы к обособлению рациональных Рзаб в условиях низкопродуктивных коллекторов (НПК) и ультранизкопродуктивных коллекторов (УНПК) в Западной Сибири были пересмотрены. Основным методом увеличения дебитов скважин (наряду с массивированными гидроразрывами пластов) стало резкое снижение Рзаб до уровня, значительно ниже Рнас. В 2001 г. на севере Приобского месторождения при извлечении малообводнённой (fv = 7%) продукции среднее Рзаб удалось снизить до 7,6 МПа, что составляло 72% от Рнас.

• **Приобское месторождение (юг) ООО «Газпромнефть-Хантос»** [4, 16].

В техсхеме разработки 2013 г. (исп. ООО «Газпромнефть НТЦ») проектные забойные давления в УНПК объекта АС10–12 предусматривалось устанавливать в скважинах на уровне 5,4–6,6 МПа при среднем фактическом давлении в тот период 5,1 МПа и средней обводнённости 46%. Параметры объекта АС10–12 (юг): Ргло = 27 МПа, Рнас = 8 МПа, Ргло — Рнас = 19 МПа. Отметим, что рассчитанные по формуле И.Т. Мищенко [17] критические Рзаб для юга Приобского месторождения составляли 4,4–4,5 МПа. Фактические показатели работы 1865 скважин южной территории месторождения приведены в таблице 3.

• **ООО «Конданефть».** В статье [18] приведены сведения о режимах эксплуатации 12 механизированных скважин на ультранизкопроницаемом объекте одного из новых месторождений Приобской группы. Глубина спуска насосов по стволу скважин доведена до 2675–3123 м (средняя — 2900 м); динамический уровень — 2380–3120 м (средний — 2750 м); высота столба над приёмом насоса 70–285 м (средняя — 180 м); дебит жидкости 17–208 м³/сут (средний — 112 м³/сут), обводнённость — 45–75%.

• **Месторождение с УНПК в Шаимском районе.** В публикации [19] приведены результаты работ по снижению Рзаб < Рнас в скважинах ультранизкопроницаемого (Кпр = 2×10⁻³мкм²) объекта Ю2–6, включающего в себя пласты Ю2–3, Ю4, Ю5, Ю6.

Таблица 3. Технологические параметры работы механизированных скважин по югу Приобского месторождения в 2014 г. [4]

Параметры	Среднее значение	Диапазон изменения
Глубина спуска ЭЦН по стволу скважин, м	2768	1890–3565
Динамический уровень, м	2515	∅ – 3565
Дебит скважин по жидкости, м ³ /сут	36	1–480
Дебит скважин по нефти, т/сут	19	∅ – 126
Обводнённость продукции, %	40	2–99
Пласт. давление в окрестности скважин, МПа	17,4	7,7–35,7
Забойное давление в скважинах, МПа	4,9	2,1–19,3
Депрессия на пласт, МПа	12,5	1,8–30,3
Давление на приёме ЭЦН, МПа	3,8	1,5–18,1
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	2,8	0,1–14,5

Установлено, что рациональное $R_{зab}$ для этих УНПК составляет 6,5–7 МПа, или 60–65% от $R_{нас}$ (10,8 МПа). Скважины, в которых поддерживается низкое $R_{зab}$, имеют наибольший $K_{прод}$ по жидкостям и по нефти. Проблема резкого роста газового фактора при этом отсутствовала. Важная особенность, отмеченная в статье [19], заключается в том, что при снижении $R_{зab}$ происходило подключение в работу тонкослоистых слабопроницаемых интервалов разреза объекта Ю2–6.

По одной из скважин индикаторная диаграмма (в координатах $R_{зab} - Q_{ж}$) при $R_{зab} < R_{нас}$ имела линейный вид, т. е. «экстремум» отсутствовал. Снижение $R_{зab}$ с 6,8 до 3,5 МПа обеспечило линейное увеличение дебита жидкости с 47 до 90 м³/сут.

Касательно влияния деформации на ФЕС коллекторов: отмечено, что при снижении давления с 20 до 5 МПа пористость образцов керна уменьшилась всего лишь на 1,5% (отн.), однако проницаемость при этом снизилась более существенно – на 25%.

В статье [20] при выборе «оптимального» $R_{зab}$ предложено учитывать три основных фактора: повышенное разгазирование нефти; поддержание устойчивости коллекторов (отсутствие мехпримесей); обеспечение целостности цементного камня за колонной в интервале до близлежащих водоносных пластов.

При этом в диапазоне $R_{зab} < R_{нас}$ выделены давления (рис. 2):

- «рациональное» $R_{зab}$, чуть ниже $R_{нас}$ (точка Б на индикаторной диаграмме);
- «критическое» $R_{зab}$ (точка В на ИД) – ниже $R_{нас}$ на 25%. Ниже критического давления осуществлять эксплуатацию скважины не рекомендуется.

По 55 участкам трёх месторождений ХМАО-Югры авторы установили [20], что «оптимальные» $R_{зab}$ находятся

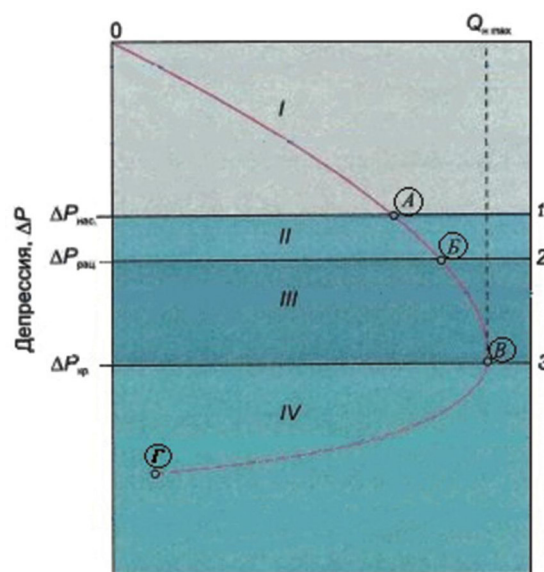


Рисунок 2. Нелинейная индикаторная диаграмма скважины [20]:

- I – область благоприятной эксплуатации;
- II – область допустимой эксплуатации;
- III – область ограниченной во времени, но нежелательной эксплуатации;
- IV – область недопустимой эксплуатации.

на уровне ниже фактически созданных – на 2–2,5 МПа или на 25–30%. В качестве критерия допустимого снижения $R_{зab} < R_{нас}$ принято условие создания забойного давления на уровне 0,75 от давления насыщения.

В итоге обобщения фактических данных по месторождениям Западной Сибири в данной статье получены следующие ориентировочные величины безразмерных забойных давлений – по типам дренируемых коллекторов (табл. 4).

Что касается оборудования, то, например, на Зимнем месторождении (в 2016 г.) с помощью центробежно-вихревых насосов компании «Новомет» удалось сни-

Таблица 4. Примерные фактические величины $R_{заб}$ по типам коллекторов на нефтяных месторождениях Западной Сибири в 1970–2000 гг.

Безразмерные параметры	Тип коллектора*			
	ВПК	СПК	НПК	УНПК
Отношение $P_{заб}/P_{нас}$	2,00	1,87	1,40	0,72
Отношение $P_{заб}/P_{горн}^{верт}$	0,38	0,31	0,27	0,14

*) ВПК – высокопродуктивные коллекторы; НПК – низкопродуктивные коллекторы;
СПК – среднепродуктивные коллекторы; УНПК – ультранизкопроницаемые коллекторы.

зять $R_{заб}$ в обводнённых скважинах до уровня – ниже 0,4 $P_{нас}$. При этом применялись:

Насосы ВНН: Насосы Д/ДМ 7ИН:
- ВНН5–44–2200; ВНН-30–2300; - Д420EZ-2300;
- ВНН79–2300, 2400; ВНН5–159–2400; - Д700EZ-2150/2350;
- ВНН59–2250; ВНН25–2200; - Д100EZ-2450;
ЭЦНД-80–2400;
- ВНН5–124–2400/2500; ВНН100–2400; - 441Д420EZ;
- ВНН5–59–2450; ВНН-125–2400; - ДН475–50–2100.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ХМАО- ЮГРЫ ПО ПЕРИОДАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Сравнение усреднённых данных об энергетических условиях эксплуатации добывающих скважин на ме-

сторождениях ХМАО-Югры в первоначальный (1970–2000 гг.) и в последующий (2001–2024 гг.) периоды добычи нефти приведено в таблице 5.

Из таблицы 5 следует, что по рассматриваемым периодам:

- глубины залегания пластов, их начальные пластовые давления, давления насыщения в обеих группах объектов были близки (различие составляет 4–7 %);
- наибольшие изменения за последний период разработки претерпели энергетические условия эксплуатации добывающих скважин. Среднее забойное давление при этом снизилось: с 15,6 МПа (этап I) до 6,8 МПа (этап II) или в 2,3 раза;
- отношение величин $R_{заб}/P_{нас}$ за рассматриваемые периоды разработки сократилось в среднем с 1,56 до 0,7 или в 2,2 раза.
- отношение $R_{заб}/P_{горн}$ уменьшилось с 0,34 до 0,13 или в 2,6 раза.

Таблица 5. Сопоставление средних величин фактических забойных давлений по периодам разработки нефтяных месторождений в ХМАО-Югре

Показатели	Периоды		То же, б/р
	1970–2000 гг.	2001–2024 гг.	
Количество изученных месторождений	20	20	-
Глубина залегания объектов, м	2230	2390	1,07
Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	65	66	1,02
Вертикальное горное давление $P_{горн}$, МПа	47,0	51,6	1,10
Начальное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	22,6	23,4	1,04
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	10,2	9,7	0,95
Забойное давление в скважинах $P_{заб}$, МПа	15,6	6,8	0,44
Отношение $P_{заб}/P_{нас}$, б/р	1,53	0,70	0,46
Отношение $P_{заб}/P_{горн}$, б/р	0,34	0,13	0,38
Критическое $P_{заб. крит.}$ (по И.Т. Мищенко)	5,57	5,44	0,98
Отношение фактических $P_{заб}/P_{заб. крит.}$	2,8 раза	1,25 раза	0,45

- величина расчётного критического Рзаб (по И.Т. Мищенко) на этапе II по сравнению с этапом I по объектам разработки практически не изменилась.

Таким образом, можно заключить, что добычной потенциал скважин, пробуренных в ХМАО-Югре в 2001–2024 гг., был использован нефтяниками гораздо более эффективно, нежели в предыдущий период 1970–2000 гг.

ВЫВОДЫ

В статье освещён многолетний исторический опыт внедрения механизированной добычи в нефтяных скважинах Западной Сибири. Перевод скважин на мехдобычу (ЭЦН) здесь осуществляли с 1969 г., т.е. спустя 6 лет после начала разработки (1964 г.). Более половины ежегодной добычи нефти механизированные скважины стали обеспечивать лишь в 1986 г., т.е. спустя 23 года после начала разработки.

В скважинах применялись, в основном, ЭЦН, а ШГН использовали гораздо реже.

В течение многих лет дебит механизированных (обводнённых) скважин по нефти существенно (в 2,5–1,5 раза) уступал фонтанным скважинам. Лишь в 1990 г. дебиты нефти по обеим группам скважин сравнялись – на уровне 19 т/сут.

В XX в. в Западной Сибири практически в течение всего периода разработки нефтяных объектов средние проектные и фактические забойные давления в добывающих скважинах находились на уровне, в 1,5 раза превышающем давление насыщения. По высокопродуктивным пластам это превышение составляло 2 раза, по среднепродуктивным – 1,9 раза, по низкопродуктивным – 1,4 раза.

Низкопроницаемые и ультранизкопроницаемые ($<5 \times 10^{-3}$ мкм²) коллекторы в Западной Сибири начали осваивать в конце 1980-х – начале 1990-х годов. Накопленный опыт показал, что основными рычагами повышения эффективности разработки подобных пластов являются: массовое и неоднократное проведение большеобъёмных гидроразрывов в добывающих и на-

гнетательных скважинах; организация мощной системы ППД с доведением устьевого давления нагнетания до 20 МПа и более; создание в добывающих скважинах предельно низких (до 5 МПа и менее) забойных давлений.

В XXI в. подходы к обоснованию оптимальных забойных давлений были развиты и усовершенствованы. По обводнённым залежам, а также низко- и ультранизкопроницаемым пластам предельные Рзаб были снижены до уровня 50–40% от Рнас (и ниже), что соответствовало 0,13 от вертикального горного давления в пластах.

В то же время по средне- и высокопродуктивным объектам фактические Рзаб остались на весьма высоком уровне – на 5–15% больше давления насыщения.

Созданные низкие забойные давления в скважинах Западной Сибири почти нигде не достигали расчётных предельных критических Рзаб (по И.Т. Мищенко).

По низкопроницаемым объектам при снижении давления Рзаб $< 0,5$ Рнас дебиты скважин по жидкости оставались устойчивыми. При этом удельный дебит жидкости по данной группе (на 1 единицу проводимости) превышал удельный дебит скважин остальных групп, имеющих более высокую проницаемость и продуктивность.

Основным фактором сокращения дебитов скважин при снижении Рзаб ниже Рнас, является изменение геомеханических параметров пластов в околоскважинной зоне. Влияние фактора разгазирования нефти в этой зоне, очевидно, вторично.

Построенные по обводнённым объектам, разрабатываемым при низких величинах Рзаб/Рнас (0,36–0,45), характеристики вытеснения подтвердили тенденцию к увеличению объёма суммарно извлекаемых запасов нефти и КИН залежей.

Таким образом, сформированные в Западной Сибири подходы к поддержанию низких забойных давлений (на уровне 0,5 Рнас и менее) доказали свою высокую эффективность. Широкое применение этой технологии на промыслах Западной Сибири позволит замедлить темпы снижения добычи нефти в ближайшие годы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – том 2. – 352 с.
2. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири // Тюмень-Курган: Изд. Зауралье. – 2010. – 608 с.
3. Янин А.Н., Янин К.Е., Тимаревский В.Г., Ищук Д.А. О рациональных забойных давлениях в обводнённых скважинах нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2026. – № 1 – С. 52–59.

4. Янин А.Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири // Тюмень. — 2021. — 615 с.
5. Янин А.Н., Янин К.Е., Биккулов М.М. Анализ истории развития систем ППД с целью выбора устьевого давления закачки воды на нефтяных объектах Западной Сибири // Геология и недропользование. — Декабрь 2023. — С. 28–41.
6. Левин Ю.А., Овсянников С.М., Шибанов В.А., Акимов В.В. Совершенствование механизированной эксплуатации скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Сб. тр. СибНИИНП. — 1999. — С. 58–75.
7. Разработка месторождений нефти и газа ХМАО-Югры // АУ НАЦРН им. В.И. Шпилемана // Тюмень. — 2020. — в 2х томах. — 900 с.
8. Тулаев Р.В., Еникеева Г.М., Махмутова Э.В., Тимашев Э.М. Анализ динамики коэффициентов продуктивности скважин на Приразломном месторождении с низкопроницаемыми коллекторами // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2006. — С. 54–57.
9. Еникеев Р.Р. Опыт и перспективы оптимизации режима работы скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. — 2001. — № 3. — С. 25–31.
10. Литваков В.У., Бехтер В.В. Состояние и пути совершенствования разработки месторождений объединения «Нижневартовскнефть» // в сб. «Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. — М.: ВНИИОЭНГ, 1981. — С. 92–110.
11. Исайчев В.В., Казаков 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.
12. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Климов А.А. Влияние на нефтеотдачу повышенных депрессий и перспективы их применения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы 5й научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 2002. — С. 182–186.
13. Питкевич В.Т., Морева Е.В., Семёнов В.В. Использование данных о механических свойствах коллекторов месторождений ХМАО с целью эффективной разработки и эксплуатации // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы 3й научно-практической конференции. — Ханты-Мансийск, 2000. — С. 342–345.
14. Уразаков К.Р. [и др.] Теоретические и промысловые исследования работы скважины при забойном давлении ниже давления насыщения // Интервал. — 2007. — № 9. — С. 56–62.
15. Волков М.Г., Пресняков А.Ю., Ключин И.Г. [и др.]. Мониторинг и управление осложнённым фондом скважин на основе информационной системы «Мехфонд» ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 2. — С. 90–94.
16. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами // Тюмень. — 2015. — 268 с.
17. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. — М.: Изд. Нефть и Газ, 2003. — 816 с.
18. Фот К.С., Колеватов А.Н., Лошак А.А. [и др.]. Эффективные технологии защиты добывающих скважин от солеотложений // Нефтяное хозяйство. — 2025. — № 2. — С. 58–64.
19. Дьячков А.А., Галимов Р.Г., Фуфаев 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.
20. Кордик К.Е. [и др.] О результатах разработки нового подхода по определению оптимального забойного давления с использованием инструментов интегрирования моделированию // Нефтепромысловое дело. — 2023. — № 10. — С. 66–73.