



А.Н. Янин
ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»¹
генеральный директор
Term@term-pb.ru



К.Е. Янин
ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»¹
заместитель генерального директора
yanin@term-pb.ru



М.М. Биккулов
ООО «Газпромнефть-Хантос»²
руководитель проектного офиса
«Реновация»
Bikkulov.MM@hantos.gazprom-neft.ru

Анализ истории развития систем ППД с целью выбора устьевого давления закачки воды на нефтяных объектах Западной Сибири

«Из многих факторов, определяющих эффективность заводнения, давление нагнетания является одним из важнейших»
Р.Х. Муслимов, А.В. Афанасьева, А.В. Валиханов,
Г.Г. Вахитов, В.И. Грайфер, А.Т. Горбунов,
Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, Э.Д. Мухарский,
С.А. Султанов, С.В. Сафронов (1976 г.)

¹Россия, 615000, Тюмень, ул. Дзержинского, 15, оф. 408.

²Россия, 628011, Ханты-Мансийск, ул. Ленина, 56.

В мае 2024 г. исполнится 60 лет с начала добычи нефти в Западной Сибири. За этот период технологии заводнения пластов получили в регионе значительное творческое развитие. В формировании систем ППД в различных геолого-физических условиях нефтяниками накоплен ценный багаж теоретических знаний, а также огромный производственный опыт. Отмеченное касается и выбора рационального давления на устье нагнетательных скважин. От невысоких устьевых давлений (7–9 МПа), применявшихся на начальном этапе освоения высокопродуктивных пластов в Западной Сибири, был осуществлён переход на повышенные (15 МПа) и высокие (18–23 МПа) давления. Несмотря на накопленный в регионе опыт, обобщённые рекомендации по обоснованию оптимальных давлений нагнетания в печати не опубликованы. После обработки данных по 137 нефтяным пластам 42 месторождений Западной Сибири авторами получены зависимости устьевого давления нагнетания от таких параметров пластов, как проницаемость и глубина их залегания. В результате установлено, что оптимальные величины этих давлений составляют: для высокопроницаемых (900–300 мД) коллекторов – 10–13 МПа; для среднепроницаемых (300–50 мД) – 13–16 МПа; для низкопроницаемых (50–5 мД) – 16–18 МПа; для ультранизкопроницаемых (менее 5 мД) – 20–22 МПа. Авторы считают, что при разработке ТриЗ в нагнетательных скважинах технологически целесообразно создавать забойные давления – на 20–25% выше давления раскрытия трещин (авто-ГРП). Основными условиями успешной разработки при этом являются надёжное установление вероятного азимута распространения трещин гидроразрыва (авто-ГРП), а также правильный его учёт в системах взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин. Авторы считают необходимым разработать и утвердить в отрасли специальное «Методическое руководство по выбору оптимальных давлений нагнетания на нефтяных месторождениях России». Для повышения качества проектирования разработки и обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири и других регионов, при согласовании проектных документов предлагается фиксировать величину параметра – «устьевое давление закачки воды в нагнетательных скважинах» – в постановляющей части протоколов ЦКР Роснедр по УВС. Кроме того, нефтяным компаниям на полигонах с особонизкопроницаемыми пластами рекомендуется провести целенаправленные ОПР по изучению эффективности доведения устьевого давления нагнетания – до уровня 25–27 МПа, а забойного давления – до 0,85–0,90 от величины вертикального горного давления в этих продуктивных пластах, обобщив полученные результаты на специальном совещании.

Ключевые слова: Западная Сибирь; история развития систем ППД; нефтяные объекты; характеристики пластов; устьевое давление нагнетания; приёмистость скважин; вертикальное горное давление; трещины авто-ГРП; корреляционные связи давления нагнетания; рекомендации по выбору давления закачки воды.

Проведенное авторами исследование было направлено на достижение следующих целей:

- изучить исторические тенденции в развитии и совершенствовании систем ППД на нефтяных месторождениях Западной Сибири в период с 1965 по 2022 гг.;

- обобщить фактические данные о динамике устьевых давлений нагнетания при закачке воды в зависимости от ФЕС разрабатываемых нефтяных пластов;

- установить корреляционные связи между параметрами пластов и устьевыми давлениями нагнетания ($P_{наг}^{устье}$), в том числе по низкопроницаемым (НПК) и ультранизкопроницаемым (УНПК) коллекторам;

- выдать рекомендации по выбору рационального устьевого давления нагнетания в регионе в широком диапазоне изменения параметров продуктивных пластов [1].

Постановка задачи

На нефтяных месторождениях СССР ППД применяли с 1947 г., а в Западной Сибири – с 1965–1966 гг. [2, 3, 4]. Проблема выбора «оптимального» давления в нагнетательных скважинах в течение многих десятилетий привлекала внимание специалистов нефтяной отрасли [5], однако степень её проработанности пока остаётся недостаточной. К настоящему времени в Западной Сибири, с учётом возрастающих объёмов освоения ТриЗ нефти (с проницаемостью $K_{пр} < 1$ мД), проблема обоснования оптимального давления нагнетания существенно обострилась.

В СССР в промышленном масштабе заводнение впервые было реализовано в 1947 г. по пласту ДII Туймазинского месторождения. В то время оценочные параметры этого пласта составляли: $h_n = 13$ м, $K_{пр} = 700$ мД, $m_n = 7$ спз, $P_{пл}^0 = 17$ МПа. Исследования по выбору системы разработки месторождения были проведены в Бюро МНИ в 1945–1947 гг. под руководством А.П. Крылова [17]. С целью поддержания пластового давления на линии законтурного нагнетания на уровне первоначального планировалось поддерживать низкие (0,9–1,6 МПа) устьевые давления. Ожидалось, что при закачке воды в 6 законтурных нагнетательных скважин средняя приёмистость составит ~ 1000 м³/сутхскв.

Отметим, что за разработку и внедрение технологии внутриконтурного заводнения группе специалистов Миннефтепрома: П.П. Галонскому, С.И. Кувыкину, В.А. Каламкарову, В.Н. Щелкачёву, А.П. Крылову, Г.К. Максимовичу, М.И. Максимова, Т.М. Золоеву, Н.К. Михайловскому была присуждена Государственная премия СССР.

Возникает вопрос: что «говорят» про подходы к обоснованию «оптимального» давления нагнетания нормативные документы (РД) по проектированию разработки месторождений? Напомним, что в п. 6.15.5. Рекомендаций к системе ППД из «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС» 2019 г. указано, что в проекте «обосновываются устьевые давления нагнетательных скважин, обеспечивающие проектные забойные давления. Даются рекомендации по набору оборудования для обеспечения устьевого давления закачки. В табл. 36 указанных “Правил” приводятся забойные давления в добывающих и нагнетательных скважинах».

Из РД-2019 не ясно, каким образом проектировщик должен выбирать величины $P_{наг}^{устье}$ - или $P_{заб}^{нагн}$, соответствующие параметрам пластов. Ответы на этот вопрос в «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений УВС, 2019» отсутствуют. Более того, следует отметить, что какие-либо обобщённые методические рекомендации (в виде РД) по данной тематике в отрасли также не утверждены. Поэтому чаще всего рассматриваемая проблема решается специалистами «эмпирическим путём».

История развития систем ППД в Западной Сибири

Ввод самых первых высокопродуктивных нефтяных месторождений осуществлялся в регионе в следующем порядке: 1964 г. – Трёхозёрное, Усть-Балыкское, Мегионское; 1965 г. – Ватинское, Западно-Сургутское; 1966 г. – Мортымья-Тетеревское, Советское; 1968 г. – Правдинское; 1969 г. – Самотлорское; 1970 г. – Мамонтовское.

Промышленную внутриконтурную закачку воды в Западной Сибири впервые начали 27 декабря 1965 г. в пласт П Трёхозёрного месторождения (скв. 550). Параметры процесса при этом составляли: устьевое давление нагнетания – 6 МПа (забойное – 21 МПа), приёмистость – 1000–1100 м³/сут [2, 3]. За первый год (т.е. в период с 27.12.1965 – по 21.11.1966) на Трёхозёрном месторождении на залежь пласта П под закачку освоили 8 нагнетательных скважин. Среднее время их работы – 185 суток, $P_{наг}^{устье} = 7,2$ МПа, приёмистость – 970 м³/сут, коэффициент приёмистости ($K_{приём}$) – 1,47 м³/сут·МПа. Вода в системе ППД использовалась пресная – из р. Конды.

Вторым месторождением, где начали осуществлять промышленную внутриконтурную закачку воды, было Усть-Балыкское [2, 3, 11]. За первые полгода (в период с 21.03.1966 – по 11.08.1966) под нагнетание на высокодебитные залежи пластов $BC_1 + BC_{2-3}$ было освоено

Показатели	Годы										
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Текущая компенсация отбора закачкой, %	105	114	123	136	131	116	101	96	98	99	95
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин, б/р	8,4	8,1	3,9	3,6	3,6	3,2	3,1	2,7	2,3	2,2	2,0
Соотношение «приёмистость/дебит жидкости», б/р	11,6	10,8	6,8	6,4	5,8	3,6	3,5	2,9	2,5	2,4	2,04

Таблица 1.

Динамика усредненных показателей работы систем ППД на месторождениях ХМАО-ЮГРЫ за 1970–2020 гг. (АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»)

4 скважины. Среднее время их работы – 134 сут; $P_{наг}^{устье} = 9,5$ МПа, начальная приёмистость $760 \text{ м}^3/\text{сут}$, $K_{приём} = 1,25 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$. В три скважины закачивали пресную воду, а в одну – подземную сеноманскую.

Третьим под закачку воды было освоено Меггонское месторождение по пласту БВ₈. За период с 12.08.1966 – по 27.09.1966 под нагнетание здесь ввели 2 скважины. Среднее время их работы – 188 сут, начальные $P_{наг}^{устье} = 14$ МПа и приёмистость – $255 \text{ м}^3/\text{сут}$; конечные показатели на указанном временном этапе – 8,5 МПа и $1520 \text{ м}^3/\text{сут}$. Вода закачивалась пресная, из озера.

Таким образом, в результате проведённых в 1965–1966 гг. «пионерных» работ в области ППД в Западной Сибири было установлено, что для пластов проницаемостью 200–400 мД при их толщине $h_n = 8\text{--}15$ м, создание $P_{наг}^{устье}$ на уровне 7,2–8,5–9,5 МПа вполне обеспечивало (по пресной воде) приёмистость скважин – $1000\text{--}2500 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Следует указать, что за историю нефтедобычи в XX в. – проектированием, созданием и совершенствованием систем ППД на месторождениях Западной Сибири занимались известные в отрасли специалисты из Главтюменнефтегаза, СибНИИНП, Гипротюменнефтегаза, производственных объединений и других организаций: Аржанов Ф.Г., Багаутдинов А.К., Батуринов Ю.Е., Вагнер М.А., Вашуркин А.И., Воротилин О.И., Гарипов М.Г., Гарифуллин Г.Х., Горбунов А.Т., Гусев Д.Г., Дёмушкин Ю.И., Долгих М.Е., Евченко В.С., Ефремов Е.П., Ефремов И.Ф., Каган Я.М., Киршенбаум Р.П., Кисарев Е.Л., Коробовкин Р.В., Коршунов А.Ю., Кувшинов А.С., Липидус В.З., Литваков В.У., Максимов В.П., Мамлеев Р.Ш., Медведев Н.Я., Медведский Р.И., Минин Н.И., Московцев О.А., Мухаметзянов Р.Н., Павлов Н.Е., Пастух П.И., Патер В.П., Погонищев В.И., Праведников Н.К., Рафиков Р.А., Репин В.И., Рязанов А.П., Сайфул-

лин А.М., Саркисян Б.Р., Сафин В.Г., Свежинцев В.И., Толстиков Г.А., Туров В.А., Фаин Ю.Б., Филановский В.Ю., Цариков В.И., Цымлянский Г.К., Шелепов В.В. и др.

Что касается «временного лага» с началом формирования систем ППД, то наш анализ по 20 крупнейшим многопластовым нефтяным месторождениям Западной Сибири (Аганское, Варьёганское, Ватинское, Западно-Сургутское, Лянторское, Малобалыкское, Мамонтовское, Повховское, Покахёвское, Приразломное, Приобское, Фёдоровское, Самотлорское, Северо-Покурское, Талинское, Тайлаковское, Тевлинско-Русскинское, Усть-Балыкское, Южно-Сургутское, Южно-Ягунское) показал, что время от начала добычи нефти до начала закачки воды в среднем составляло 2 года.

Динамика некоторых усреднённых показателей, характеризующих работу систем ППД на месторождениях ХМАО-Югры за 1970–2020 гг., приведена в **табл. 1**.

Тенденции в развитии систем ППД

Анализ истории внедрения систем ППД на нефтяных месторождениях Западной Сибири позволил авторам выделить следующие тенденции в их развитии:

- «непрерывная» адаптация систем разработки нефтяных объектов (включая систему ППД) к ухудшающейся структуре запасов и падающей продуктивности скважин;
- постепенный переход в плохих коллекторах к более «жёстким» системам разработки, с доведением соотношения действующих скважин ($N_{доб}/N_{нагн}$) – до 1,5;
- повышение устьевого давления нагнетания в средне- и низкопроницаемых пластах с 8 – до 18 МПа (а в УНПК – до 23 МПа);
- в ухудшенных пластах массовое проведение ГРП в нагнетательных ННС с сокращением времени отработки нагнетательных скважин «на нефть»;

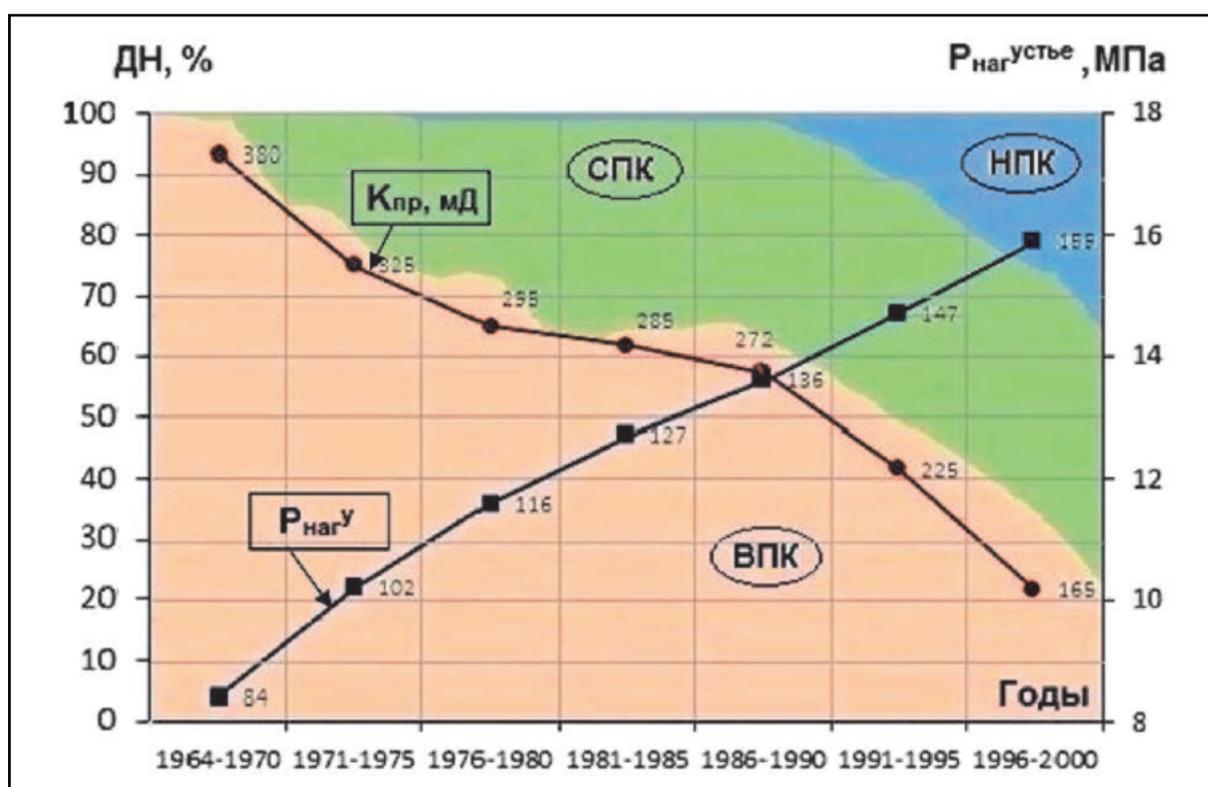


Рис. 1.
Динамика добычи нефти (%) по ООО «РН-Юганскнефтегаз» в целом за 1964–2000 гг. по ВПК, СПК и НПК, а также их $K_{пр}$ (мД) и $P_{нагустье}$ (МПа)

– более широкое («системное») применение нагнетательных ГС, обрабатываемых многостадийным гидроразрывом, в зонах, представленных НПК/УНПК;

– смена типов закачиваемых вод: например, сеноманской на пресную, даже в самых плохих коллекторах, что вряд ли можно отнести к положительным факторам [6];

– оперативное регулирование объёмов закачки воды по «ячейкам» скважин и участкам залежей с помощью постояннодействующих секторных трёхмерных фильтрационных моделей (3ДФМ);

– оценка перетоков воды в соседние проницаемые пласты, возникающих из-за создания высоких (> 20 МПа) устьевых давлений закачки;

– строительство локальных «ПКНС» для закачки пресной подземной воды на удалённых участках (и кустах скважин) месторождений и объектов с ТриЗ, требующих применения более высоких давлений нагнетания;

– переход в УНПК и НПК от традиционной «стационарной» – к «периодической» (циклической) закачке воды, с увеличенным временем отсутствия нагнетания.

Отметим, что в первые 10–15 лет после начала нефтедобычи в Западной Сибири одной

из особенностей в развитии систем ППД являлось существенное отличие (в меньшую сторону) фактических устьевых давлений нагнетания от проектных. Например, в 1979 г. по 15 месторождениям ПО «Нижневартовскнефтегаз» [7, 8] среднее фактическое $P_{нагустье}$ составило – 9,1 МПа при проектном 13,3 МПа (разница – 4,2 МПа, или на 1/3 ниже проектного). При этом компенсация отборов закачкой по объединению составляла: в 1979 г. – 103%, а в 1988 г. – 106%. Отметим, что среднее $P_{заб}$ в добывающих скважинах на месторождениях ПО «Нижневартовскнефтегаз» в 1979 г. (при обводнённости – 17%) было весьма высоким – 17 МПа.

Таким образом, на первой стадии нефтедобычи из высоко- и среднепроницаемых объектов на месторождениях Западной Сибири создание высоких $P_{нагустье}$ (> 10 МПа) чаще всего не требовалось. Более того, например, в ПО «Нижневартовскнефтегаз» в 1979 г. соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин было «малоинтенсивным» – 4,1:1, при весьма высоком (5 раз) отношении средней приёмистости к среднему дебиту жидкости [7, 8]. Отметим также, что уже в этот период на отдельных пластах (и залежах) для обеспечения необходимой приёмистости требовалось под-

Показатели		Тип коллектора			Всего <i>/среднее/</i>
		ВПК	СПК	НПК	
Накопл. добыча нефти, млн. т		756	440	72	1268
То же, %		60	35	5	100
Проницаемость, мД	max	650	150	15	650
	min	150	15	5	5
	среднее	400	80	10	270
Устьевое давление закачки, МПа	max	12	16	19	19
	min	8	14	17	8
	среднее	10	15	18	12,5
$P_{наг}^{устье} / K_{пр}$, МПа/мД		0,025	0,19	1,8	0,05
То же, б/р		1,0	7,5	72	2,0

Таблица 2.

Проницаемость $K_{пр}$ (мД) и давление $P_{наг}^{устье}$ (МПа) по типам коллекторов с различной продуктивностью по ООО «РН-Юганскнефтегаз» за 1964–2000 гг.

держивать давление на устье скважин на уровне 15 МПа и выше.

Примерно за 20-летний период разработки месторождений Западной Сибири научные и проектные институты отрасли подготовили набор различных нормативных документов, регламентирующих данный производственный процесс [9, 10]. Однако столь необходимое «методическое руководство» по выбору «оптимальных» устьевых давлений закачки воды в зависимости от ФЕС вскрываемых пластов в этот период так и не появилось.

Известно, что к концу 1980 – началу 1990 гг. структура текущих запасов нефти на месторождениях Западной Сибири стала заметно ухудшаться. Например, если в Нижневартовском районе в 1987 г. доля ТриЗ нефти в ВПК (> 300 мД), СПК (50–300 мД) и НПК (< 50 мД) составляла – 31, 33 и 36%, то через 10 лет (в 1996 г.) она изменилась – на 19, 24 и 57%.

Большой интерес вызывает анализ динамики (во времени) величин некоторых параметров (ФЕС) разрабатываемых пластов и соответствующих им средних устьевых давлений нагнетания за период с 1964 по 2000 гг. по «типовому» тюменскому объединению (сейчас это ООО «РН-Юганскнефтегаз», в разрезе групп пластов с различной продуктивностью: «ВПК» - высокопроницаемые коллекторы, «СПК» - среднепроницаемые коллекторы, «НПК» - низкопроницаемые коллекторы (*рис. 1*).

Из *рис. 1* видно, что за период оценки средняя проницаемость по объектам, дающим нефть, снизилась с 360 до 165 мД; доля добычи нефти из ВПК упала со 100% до 23%; доля от-

боров нефти из НПК увеличилась с 0 до 37%. Среднее давление $P_{наг}^{устье}$ при этом выросло вдвое – с 8,4 до 16,5 МПа. Величины проницаемости $K_{пр}$ (мД) и давлений $P_{наг}^{устье}$ (МПа) по типам коллекторов с различной продуктивностью по ООО «РН-Юганскнефтегаз» за 1964–2000 гг. приведены в *табл. 2*.

Из *табл. 2* следует, что в 1964–2000 гг. высокопродуктивные пласты в ПО «Юганскнефтегаз» успешно разрабатывались при устьевых давлениях нагнетания 8–12 МПа, среднепродуктивные – 14–16 МПа, а низкопродуктивные – 17–19 МПа. В последующие годы, после ввода залежей, содержащих нефть в УНПК (типа пластов АС₁₀₋₁₂ на Приобском месторождении), давление закачки было повышено до 20 МПа и более.

Приведём данные Д.Г. Гусева и др. [18] по Самотлору о влиянии давления нагнетания на приёмистость скважин, длину трещин авто-ГРП и коэффициент работающей толщины ($K_{рт}$) по объекту БВ₈, состоящему из трёх пластов с разной проницаемостью: БВ₈⁰ – 215 мД, БВ₈³ – 250 мД, БВ₈¹⁻² – 580 мД. В процессе трещинообразования здесь было выявлено две стадии. Первая характеризуется линейной зависимостью гидропроводности ПЗП от расхода воды (т.е. от давления $P_{наг}^{устье}$). Вторая стадия сопровождается интенсивным трещинообразованием в ПЗП и в пласте (т.е. проявлением эффекта авто-ГРП). На второй стадии $K_{рт}$ разреза сократился за счёт доли ухудшенных пластов БВ₈⁰ и БВ₈³. Границей, разделяющей стадии, является устьевое давление нагнетания 12 МПа и приёмистость скважин 3000 м³/сут.

Показатели	2010	2015	2018	2021	2022
Текущая компенсация, %	126	120	107	83	93
Устьевое давление закачки, МПа	17,9	19,8	19,5	18,3	19,7
Приёмистость скважин, м ³ /сут	130	106	87	70	70
Дебит жидкости, т/сут	39	34	31	25	26
Соотношение $q_{\text{прим}}/q_{\text{ж}}$, б/р	3,3	3,1	2,8	2,8	2,7
Доля скважин с $P_{\text{наг}}^{\text{устье}} > 20$ МПа, %	7	33	34	43	56
Действ. добывающий фонд скважин	1067	2053	2499	2573	2670
Действ. нагнетательный фонд скважин	567	1143	1340	950	909
Соотношение действ. $N_{\text{доб}}/N_{\text{наг}}$, б/р	1,88	1,80	1,86	2,71	2,94

Таблица 3.
Динамика параметров нагнетания воды по объекту АС₁₀₋₁₂ (с $K_{\text{пр}} < 5$ мД) с 2010 по 2022 гг.

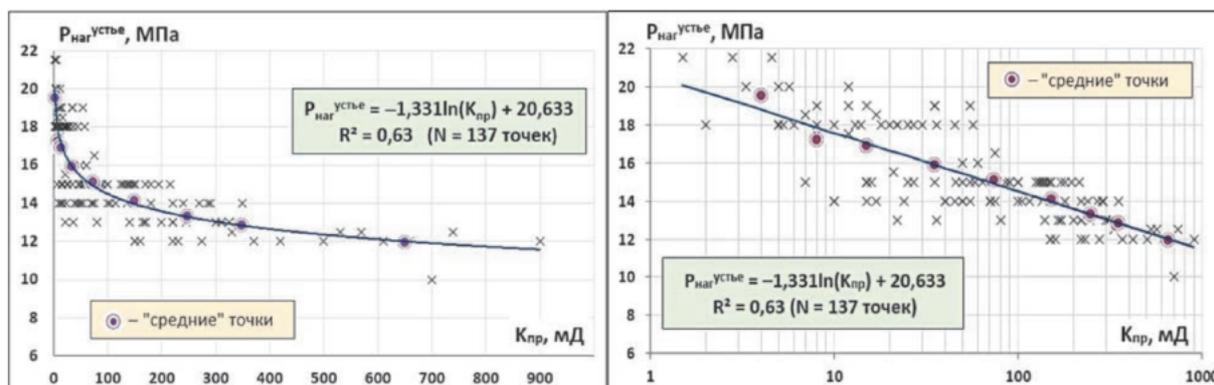
В конце 1980 – начале 1990 гг. в Западной Сибири с целью снижения металло- и капиталоемкости и уменьшения энергетических затрат возникла необходимость перейти на новые принципы проектирования систем ППД [11], а именно:

- удаление кустов с нагнетательными скважинами от КНС на расстояние до 1,5 км, оснащение этих КНС 2–3 насосными агрегатами малой производительности;
- размещение КНС непосредственно на кустах нагнетательных скважин. Это обеспечивало значительное сокращение протяженности высоконапорных водоводов;
- проведение экспериментов по использованию погружных насосных установок для вну-

трискважинной перекачки воды из подземных водоносных горизонтов в нефтяные пласты – без подъема её на поверхность (по опыту ОАО «Татнефть»).

Кроме того, на ряде месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» было установлено [11], что смонтированное ранее оборудование имело существенно завышенные мощности. По состоянию на 1996 г. в ОАО «Юганскнефтегаз» было построено 4226 км водоводов, в эксплуатации из них находилось 3533 км (84%), в том числе высоконапорных – 2705 км. При этом в период с 1991 по 1996 гг. в обществе был отмечен резкий рост числа порывов водоводов – со 130 до 1200. Основной причиной аварий являлось «старение» трубопроводов из-за внутренней

Рис. 2.
Сопоставление величины $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ и проницаемости пласта ($K_{\text{пр}}$) в линейном (а) и логарифмическом (б) масштабах



Пласт	H _{гп} , м	K _{пр} , мД	Устьевые P _{наг} ^{устье} , МПа		ΔP, МПа	Забойные P _{наг} ^{заб} , МПа			То же от P _{наг} ^{верт}		
			Авто-ГРП (P')	Факт по графику (рис. 3)		Раскрытие трещин (P')	Факт по графику (рис. 3)	ΔP, %	P _{горн} ^{верт} , МПа	P _{заб} ^{верт} доли ед.	P _{наг} ^{заб} по графику (рис. 3)
AB ₁	1680	250	9,2	15	+5,8	26	31,8	+22	33,7	0,77	0,94
AB ₂₋₃	1700	320	8,2	14	+5,8	25,2	31	+23	34,2	0,74	0,91
AB ₄₋₅	1750	580	6,3	11,5	+5,2	23,8	29	+22	35,4	0,67	0,82
BB ₈ ⁰	2035	110	10,2	17,5	+7,3	30,5	37,8	+24	42,3	0,72	0,89
BB ₈ ¹⁻²	2100	410	7,3	13	+5,7	28,3	34	+20	43,8	0,65	0,78
BB ₁₀	2200	65	11,5	19	+7,5	33,5	41	+22	46,4	0,72	0,88
Среднее			8,8	15	+6,2			+22		0,71	0,87

Таблица 4.

Сравнение устьевых и забойных давлений (P*), обеспечивающих создание трещин авто-ГРП, с устьевым и забойным давлениями нагнетания по пластам Самотлорского месторождения

коррозии. Срок эксплуатации более 8 лет имели 90% водоводов, при этом основная их часть проработала от 9 до 14 лет.

На длительно разрабатываемых месторождениях района было предложено:

- осуществить консервацию некоторых КНС, выполнивших своё назначение;
- на ряде агрегатов КНС снять «лишние» ступени секционных насосов и др.;
- улучшить качество капитальных ремонтов насосных агрегатов и др.

В результате проведенных исследований (только по НГДУ «Юганскнефть») было рекомендовано вдвое уменьшить насосный парк, а на ряде КНС заменить насосные агрегаты ЦНС 180'1422 на менее мощные – ЦНС 90'1400. На некоторых КНС, оборудованных насосами ЦНС 180'1422, было предложено снять часть ступеней насосов.

Группы факторов, влияющих на выбор давления нагнетания

1. Геологические факторы:

- проницаемость и нефтенасыщенная толщина пластов;
- гидропроводность и глубина их залегания;
- латеральное распространение пластов («прерывистость»);
- неоднородность вскрытого разреза (V²_{посл} – по В.Д. Лысенко);
- глинистость коллекторов;
- толщина глинистых разделов или расстояние (по вертикали) до соседних проницаемых пластов;

- наличие или отсутствие близкорасположенных разломов;

- величина вертикального горного давления;

- присутствие в залежах АВГД;

- соотношение характеристик «базисных» и прочих пластов.

2. Технологические факторы:

- число пластов, объединённых в составе ЭО;

- степень различия их по ФЕС;

- зависимость работающей толщины (K_{рт}) пластов от величины давления P_{наг}^{устье};

- стадия разработки месторождения;

- текущее пластовое давление в залежах;

- время отработки (на нефть) нагнетательных скважин;

- применяемая система разработки (воздействия);

- соотношение числа действующих скважин (N_{доб}/N_{наг});

- накопленная компенсация отбора жидкости закачкой;

- величины давлений «авто-ГРП» по пластам;

- учёт опыта формирования систем ППД на месторождениях региона и др.

3. Технические факторы:

- глубина и конструкция нагнетательных скважин;

- их «возраст» и техническое состояние;

- «возраст» и состояние водоводов;

- применяемое скважинное оборудование;

- степень загрязнения ПЗП («скин-фактор»);

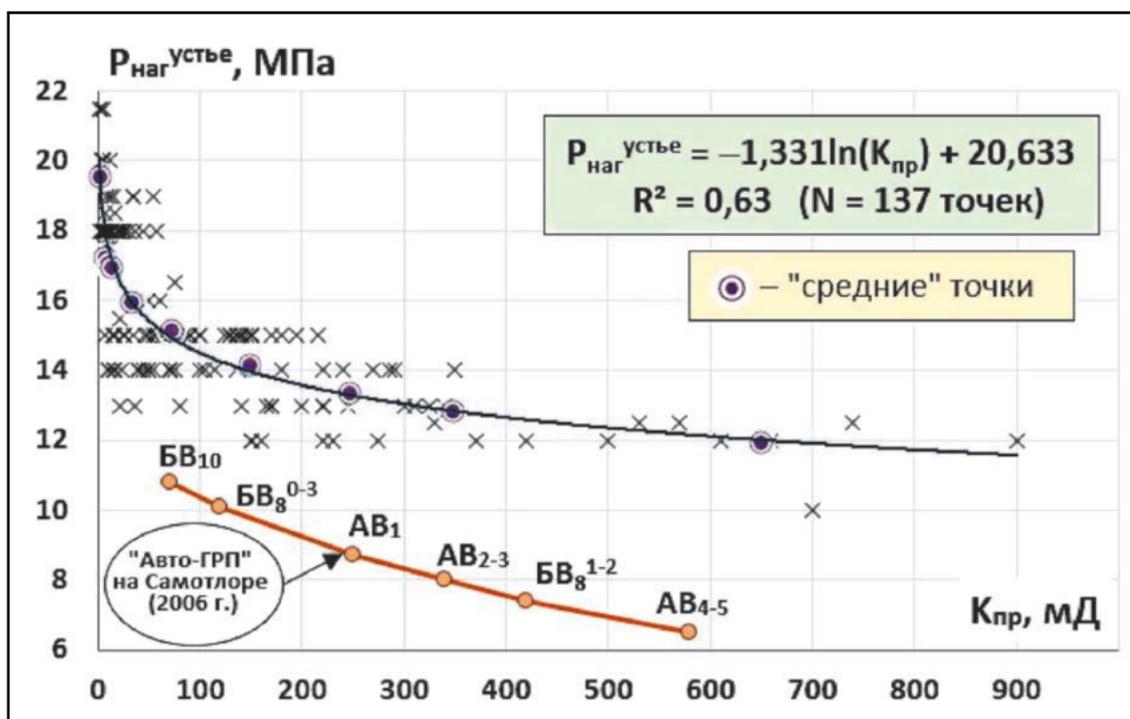


Рис. 3. Сопоставление величин давлений $P_{наг}^{авто-ГРП}$ и $P_{наг}^{устье}$ (рис. 2) на Самотлорском месторождении при различной проницаемости пластов

- проведение ГРП (или его отсутствие);
- выполненные ранее ГТМ (в том числе обработки ПЗП);
- типы закачиваемых вод;
- параметр КВЧ;
- содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде и др.

4. Кроме указанных выше факторов при выборе рационального давления $P_{наг}^{устье}$ крайне важен учёт имеющихся экономических ограничений, показателей эффективности и рентабельности проекта освоения нефтяного месторождения.

С целью определения рациональных величин давления нагнетания авторы изучили материалы по 42 месторождениям Западной Сибири: Аганское, Ван-Еганское, Варьёганское, Ватинское, Вать-Еганское, Вахское, Верхне-Салымское, Западно-Ключевское, Западно-Могутлорское, Западно-Сургутское, Кечимовское, Ключевское, Мамонтовское, Мегионское, Могутлорское, Муравленковское, Мыхпайское, Нонг-Еганское, Ореховская площадь, Повховское, Покачёвское, Поточное, Приобское (СЛТ), Приобское (ЮЛТ), Самотлорское, Северо-Варьёганское, Северо-Покачёвское, Пылинское, Советское, Суторминское, Тагринское, Талинское, Тарасовское, Тайлаковское, Урьевское, Усть-Балыкское, Фёдоровское, Холмогорское, Южное, Южно-Киня-

минское, Южно-Талинское, Южно-Ягунское. Эти месторождения в совокупности содержат около 100 пластов групп: АВ, АС, БВ, БС, ЮВ, ЮК, ЮС и ачимовской толщи.

Диапазоны изменения изученных параметров пластов и запроектированных величин $P_{наг}^{устье}$ на указанных месторождениях таковы: глубина залегания пластов – 1530–3020 м (средняя – 2292 м); нефтенасыщенная толщина – 1,6–19,1 м (средняя – 6,6 м); проницаемость – 2–900 мД (средняя – 130 мД); проводимость – 10–6585 мД·м (средняя – 709 мД·м); гидропроводность – 0,4–865 Д·см/спз (средняя – 73 Д·см/спз); вязкость нефти – 0,3–12,4 спз (средняя – 1,7 спз); начальное $P_{пл}$ – 15,8–29,9 МПа (среднее – 23 МПа); давление на устьях нагнетательных скважин – 10–21,5 МПа (среднее – 15 МПа).

Сложилось так, что при выборе давлений нагнетания на нефтяных месторождениях в Западной Сибири используют два кардинально отличающихся подхода: **первый** – с «купированием» эффекта авто-ГРП, т.е. когда ($P_{наг}^{заб} < P_{заб}^{авто-ГРП}$) [12, 13, 14, 15] и **второй** – с созданием трещин авто-ГРП, когда ($P_{наг}^{заб} > P_{заб}^{авто-ГРП}$) [4, 5, 7, 8, 11, 16].

Преимуществами первого подхода с невысокими давлениями закачки ($P_{наг}^{заб} < P_{заб}^{авто-ГРП}$) являются:

- отсутствие в пласте трещин «авто-ГРП»;

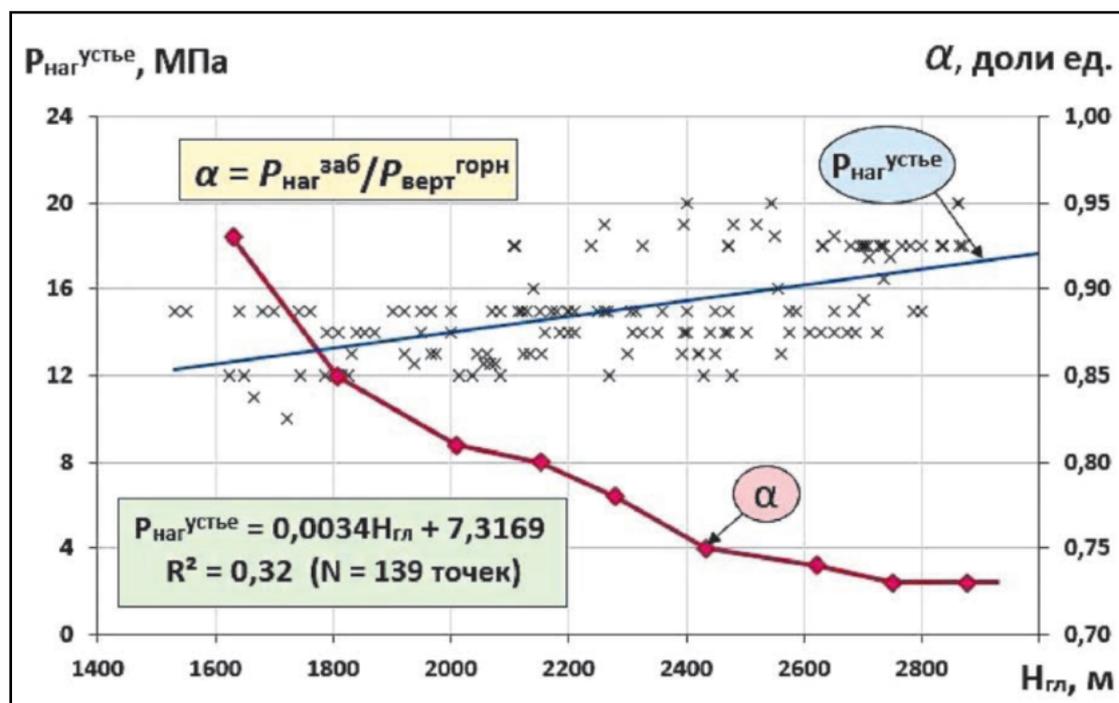


Рис. 4.

Сопоставление величин давлений $P_{наг}^{устье}$ и $P_{наг}^{заб}$ – от $P_{верт}^{горн}$ и глубины залегания пластов $H_{гл}$ на месторождениях Западной Сибири

– обеспечение технической долговечности и эксплуатационной надёжности нагнетательных скважин;

– возможность при размещении скважин не учитывать вероятный азимут распространения трещин ГРП (авто-ГРП);

– низкие темпы обводнения;

– невысокий накопленный ВНФ.

Недостатки этого подхода (с невысокими давлениями $P_{наг}^{заб}$):

– недостаточная приёмистость скважин или её отсутствие;

– значительное падение пластового давления ($P_{пл}$) в зонах отборов залежей из-за слабой передачи импульсов давления от закачки воды;

– падение дебитов окружающих добывающих скважин;

– низкий $K_{рт}$ вскрытого разреза;

– невысокие темпы отбора НИЗ нефти;

– увеличенные сроки разработки (>100 лет);

– ухудшение экономических показателей разработки месторождения.

Преимуществами второго подхода, предусматривающего создание высоких давлений нагнетания ($P_{наг}^{заб} > P_{наг}^{авто-ГРП}$) с формированием в пласте трещин авто-ГРП, являются:

– обеспечение более высокой приёмистости нагнетательных скважин;

– поддержание энергетики в залежах на необходимом уровне;

– обеспечение высоких и более стабильных дебитов скважин по жидкости;

– увеличение темпов отбора от НИЗ нефти;

– сокращение сроков разработки месторождения;

– увеличение КИН – при правильном учёте азимута распространения трещин гидроразрыва (авто-ГРП) в пласте и переходе на циклический режим закачки воды;

– улучшение технико-экономических показателей разработки [16].

Недостатки второго подхода (с созданием высоких давлений $P_{наг}^{заб}$ и возникновением трещин авто-ГРП):

– зачастую «перекомпенсация» отборов закачкой;

– возможный значительный рост текущего пластового давления ($P_{пл}^{тек} > P_{пл}^0$) в залежах;

– возникновение перетоков закачиваемой воды в другие пласты (с созданием в них искусственных АВГД);

– снижение технической надёжности и долговечности нагнетательных скважин;

– увеличение темпов обводнения скважин;

– рост затрат на создание более мощных систем ППД и др.

Из ряда других показателей, оказывающих весомое влияние на результаты и эффективность разработки месторождений с заводнением, следует выделить:

Группа УНПК/НПК	Средняя проницаемость ($K_{абс}$)	Количество образцов	Фазовая проницаемость для воды ($K_{фаз}^в$) при различной её минерализации		
			18 г/л	7 г/л	0,7 г/л
1	0,7 мД 100%	24	0,086 мД 23,1%	0,120 мД 17,1%	0,162 мД 12,3%
2	2,6 мД 100%	45	0,768 мД 29,5%	0,561 мД 21,6%	0,396 мД 15,2%
3	10,6 мД 100%	14	3,84 мД 36,2%	2,76 мД 26,0%	2,06 мД 19,4%
4	41,4 мД 100%	7	19,24 мД 46,4%	15,85 мД 38,3%	12,74 мД 30,8%

Таблица 5.

Усреднённые результаты определения зависимости фазовой проницаемости для воды ($K_{фаз}^в$) от абсолютной проницаемости 90 образцов керн ($K_{абс}$), отобранных из пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения (ЮЛТ)

– соотношение числа действующих добывающих ($N_{доб}$) и нагнетательных ($N_{наг}$) скважин, динамику этого показателя во времени (на II, III и IV стадиях разработки);

– отношение средней приёмистости нагнетательных к среднему дебиту жидкости добывающих скважин, как индикатор «равнозагруженности» систем добычи и закачки.

Взглянув на показатели эксплуатации систем заводнения за историю разработки месторождений в целом по ХМАО-Югре (табл. 1), обнаружим, что:

в начальный период (до 1975 г.) соотношение числа $N_{доб}/N_{наг}$ находилось на уровне 8,0–8,5; в 1985–2000 гг. оно уменьшилось до 3,6–3,1, а в 2020 г. – снизилось до 2,0;

при этом такой важный индикатор «эффективности работы систем добычи ППД» как соотношение «приёмистость/дебит жидкости», здесь составлял: в 1975 г. – 12–10, в 1985–2000 гг. – 6,4–3,5, а в 2020 г. оно снизилось до 2,04 (162 м³/сут/79,3 т/сут), фактически сравнявшись с соотношением числа скважин $N_{доб}/N_{наг}$ (2,0), т.е. обе системы – добычи жидкости и закачки воды удалось «сбалансировать».

Что касается объектов с НПК и УНПК, то по южной части Приобского месторождения (ООО «Газпромнефть-Хантос») динамика параметров нагнетания воды по объекту АС₁₀₋₁₂ (с $K_{пр} < 5$ мД) в период с 2010 по 2022 гг. была следующей (табл. 3):

давление $P_{наг}^{устье}$ увеличилось с 17,9 – до 19,7 МПа;

доля (α) нагнетательных скважин с очень высокими давлениями $P_{наг}^{устье}$, превышающими 20 МПа, за этот период увеличилась с 7 – до 56% от общего их количества;

средняя приёмистость скважин снизилась вдвое – со 130 до 70 м³/сут.

Вследствие закачки (на предыдущих этапах) в объект АС₁₀₋₁₂ больших объёмов пресной воды указанное увеличение устьевого давления нагнетания не решило проблем, возникших в разработке южной части Приобского месторождения [6].

Согласно результатам исследований В.И. Конохова и др. [19] на глубине 2650 м ЮЛТ Приобского месторождения при плотности горных пород – 2,2 г/см³ и учёте величины ускорения свободного падения $g = 9,81$ м/сек² вертикальное горное давление в пластах АС₁₀₋₁₂ оценивается в 57,2 МПа. При устьевом давлении нагнетания – 18 МПа забойное давление здесь составляет – 44,5 МПа или 78% от величины вертикального горного давления; при $P_{наг}^{устье} = 20$ МПа, $P_{наг}^{заб} = 46,5$ МПа или 81% от горного вертикального; при $P_{наг}^{устье} = 23$ МПа $P_{наг}^{заб} = 49,5$ МПа или 87% от горного вертикального.

Нетрудно подсчитать, что для создания в нагнетательных скважинах объекта АС₁₀₋₁₂ забойного давления на уровне вертикального горного (57,2 МПа), на их устье необходимо обеспечить давление – 30,7 МПа.

Об «оптимальных» давлениях нагнетания воды

Для установления корреляций между величинами устьевых давлении нагнетания и ФЕС пластов на 42 месторождениях Западной Сибири авторы изучили 6 геологических параметров: проницаемость ($K_{пр}$), нефтенасыщенная толщина (h_n), проводимость пласта ($K_{пр} \cdot h_n$), гидропроводность ($K_{пр} \cdot h_n / m_n$), глубина залегания пласта ($H_{гп}$), начальное пластовое давление

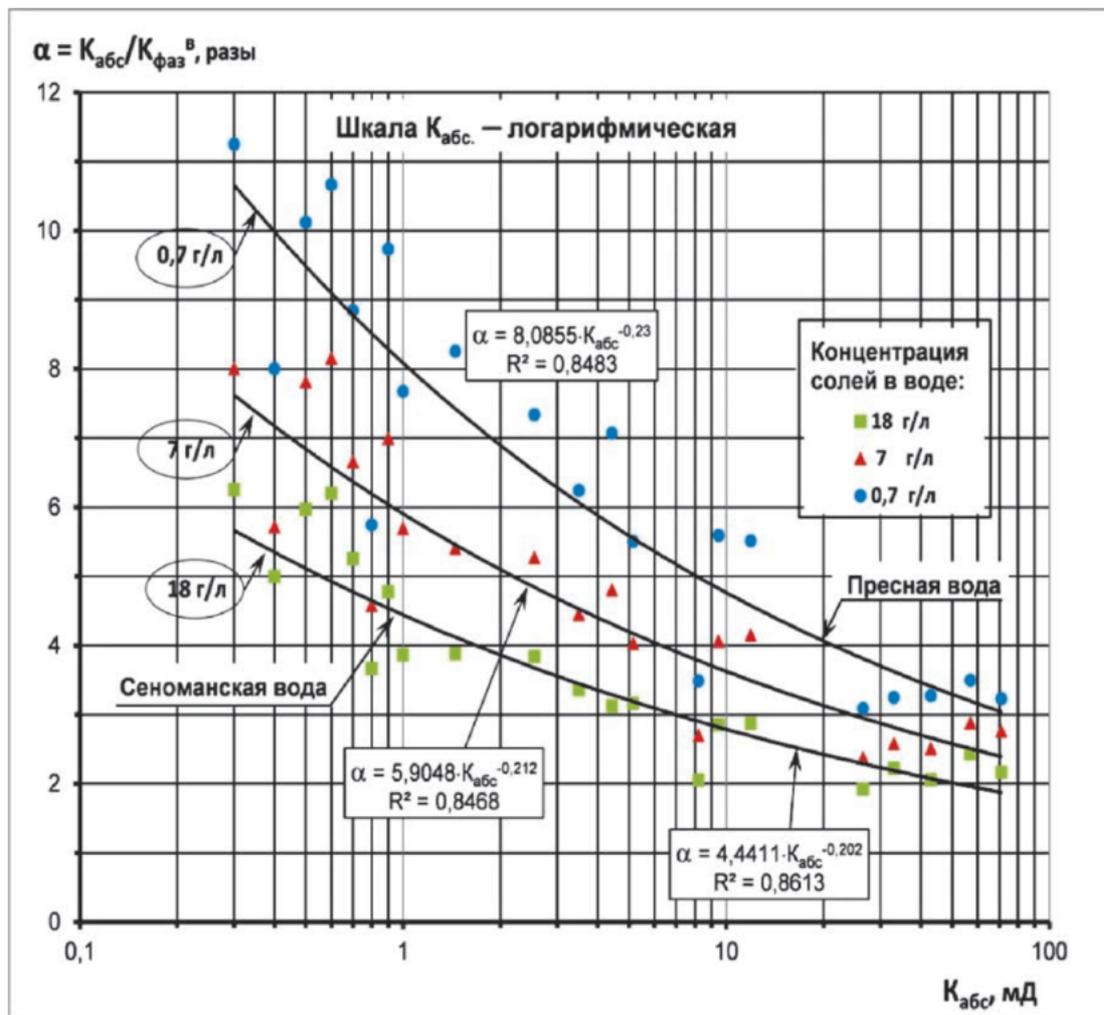


Рис. 5. Зависимости степени (α) снижения фазовой проницаемости для воды ($K_{\text{абс}}/K_{\text{фаз}}^0$) – от абсолютной проницаемости ($K_{\text{абс}}$) образцов керн и минерализации прокачиваемой воды (0,7; 7,0; 18,0 г/л)

($P_{\text{пл}}^0$). Проведено также сопоставление забойных давлений, создаваемых в нагнетательных скважинах, с вертикальным горным давлением.

В результате обработки совокупности собранных данных (137 точек, **рис. 2**) установлено, что наиболее тесную связь давление $P_{\text{наг}}^{\text{устье}}$ (в МПа) имеет с проницаемостью пласта ($K_{\text{пр}}$, мД):

$$P_{\text{наг}}^{\text{устье}} = -1,331 \ln(K_{\text{пр}}) + 20,633 \quad (R^2 = 0,63).$$

В меньшей степени величина устьевого давления зависит от других параметров пласта: от проводимости – $R^2 = 0,47$; от гидропроводности – $R^2 = 0,20$; от глубины залегания пластов – $R^2 = 0,32$; от начального пластового давления – $R^2 = 0,36$; от нефтенасыщенной толщины пластов зависимость отсутствует.

Если сравнить давления, например, по Самотлорскому месторождению, то обнару-

жим, что создаваемые на промыслах устьевого давления нагнетания существенно превышали устьевого давления, вызывающие эффект возникновения трещин авто-ГРП во всех типах коллекторов: в ВПК – на 5,0–5,5 МПа (60–80%); в СПК – на 4,0 МПа (40%); в НПК – на 3,5 МПа (30%) (**рис. 3**).

Сравнение устьевых и забойных давлений (P^*), обеспечивающих создание трещин авто-ГРП, с устьевым и забойным давлениями нагнетания по пластам Самотлорского месторождения (см. рис.3) приведено в табл.4.

В заключение напомним специалистам о существенном влиянии минерализации закачиваемой воды на её фазовую проницаемость в НПК и УНПК [6]. Усреднённые результаты определения зависимости фазовой проницаемости для воды ($K_{\text{фаз}}^0$) от абсолютной проницаемости 90 образцов керн ($K_{\text{абс}}$), отобранных из пластов АС₁₀₋₁₂

Приобского месторождения (ЮЛТ), приведены в табл. 5.

Из **табл. 5** следует, что для всех изученных 90 образцов прокачка через керн «пресной» воды снижает фазовую проницаемость (для воды) гораздо сильнее, чем закачка «сеноманской». Для особонизкопроницаемых образцов ($K_{абс} = 0,7$ мД) пресная вода ухудшает фазовую проницаемость для воды в 8,1 раза по сравнению с абсолютной проницаемостью, а при прокачке минерализованной воды – лишь в 4,3 раза (т.е. последний результат оказался «вдвое лучше»).

Отрицательное влияние закачки пресной воды на параметр $K_{фаз}^в$ на примере слабопроницаемых пластов АС₁₀₋₁₂ ЮЛТ Приобского месторождения наглядно продемонстрировано на графиках, приведенных на **рис. 5**.

Отсюда следует очень важный для практики вывод о том, что в случае закачки **пресной воды** для обеспечения «равнозначной» (с минерализованной водой) приёмистости в нагнетательных скважинах необходимо создавать более высокие устьевые давления. При закачке пресной воды **в глинистые гидрофобные коллекторы**, даже при высоких устьевых давлениях, приёмистость скважин может резко снизиться (иногда – до нуля).

Выводы

1. В мае 2024 г. исполнится 60 лет с начала добычи нефти в Западной Сибири. За этот период технологии заводнения пластов получили в регионе значительное творческое развитие. В части формирования систем ППД в различных геолого-физических условиях специалистами-нефтяниками накоплен уникальный багаж теоретических знаний, а также огромный производственный опыт.

2. Отмеченное касается и проблемы выбора рационального давления на устье нагнетательных скважин. В Западной Сибири от невысоких давлений $P_{наг}^{устье} = 7-9$ МПа, применявшихся на начальном этапе разработки высокопродуктивных пластов, впоследствии был осуществлён переход на повышенные (15 МПа) и высокие давления нагнетания $P_{наг}^{устье} = 18-23$ МПа. На необходимость перехода к технологиям ППД с увеличенными $P_{наг}$ повлияло изменение структуры текущих запасов нефти.

3. Несмотря на накопленный опыт, обобщённые методические рекомендации по обоснованию «оптимальных» давлений нагнетания в регионе отсутствуют.

4. После обработки данных по 137 нефтяным пластам Западной Сибири авторами установлены зависимости давления $P_{наг}^{устье}$ от геолого-физических характеристик (проницаемость и др.) и глубины залегания пластов. Получено, что оптимальные величины устьевых давлений нагнетания находятся в интервале: для высокопроницаемых коллекторов (900–300 мД) – 10–13 МПа; для среднепроницаемых (300–50 мД) – 13–16 МПа; для низкопроницаемых (50–5 мД) – 16–18 МПа; для ультранизкопроницаемых ($K_{пр} < 5$ мД) – 20–22 МПа.

5. Авторы считают, что при разработке залежей нефти, приуроченных к ТриЗ («НПК/УНПК»), в нагнетательных скважинах целесообразно создавать забойные давления – на 20–25% выше давления раскрытия трещин («авто-ГРП»), при условии надёжного установления вероятного азимута создаваемых трещин гидроразрыва (авто-ГРП), правильного его учёта в системах взаимного размещения скважин и перехода на циклический режим закачки воды.

6. На начальных этапах разработки коллекторов типа «НПК/УНПК» ($K_{пр} < 50$ мД) из-за многочисленных неблагоприятных осложнений, возникающих при эксплуатации нагнетательных скважин при предельно высоких устьевых давлениях, закачка «пресной» воды не рекомендуется.

7. С учётом особой важности фактора «устьевое давление закачки воды» при разработке и обустройстве нефтяных месторождений, при согласовании проектных документов предлагается фиксировать параметр «устьевое давление в нагнетательных скважинах» в постановляющей части Протоколов ЦКР Роснедр по УВС. 8. Предлагается разработать и утвердить специальное «Методическое руководство по выбору оптимальных давлений нагнетания на нефтяных месторождениях РФ».

9. На специальных полигонах с особонизкопроницаемыми пластами (ТриЗ) рекомендуется провести целенаправленные ОПР по изучению эффективности доведения давления $P_{наг}^{устье}$ до уровня 25–27 МПа, а давления $P_{заб}^{наг}$ – до 0,85–0,90 от величины вертикального горного давления в этих пластах. **©**

Литература

1. Янин А.Н., Янин К.Е. Обоснование устьевого давления закачки воды на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Доклад на конференции им. Н.Н. Лисовского, Москва, 31.05.- 02.06.2023.
2. Максимов В.П. и др. Особенности освоения нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: Недра. 1968. 240 с.
3. Максимов В.П. и др. Использование глубинных вод для поддержания пластового давления в нефтяных залежах. М.: Недра. 1971. 191 с.

4. Аржанов Ф.Г., Вахитов Г.Г., Евченко В.С. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: Недра. 1979. 335 с.
5. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустев И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. М.: Недра. 1975. 215 с.
6. Янин А.Н., Черевко С.А., Рогачёв М.К. О целесообразности закачки воды в ультранизкопроницаемые коллектора Западной Сибири // Недропользование XXI век. 2018. № 2. С. 54–64.
7. Литваков В.Х., Бехтер В.В. Состояние и пути совершенствования разработки месторождений объединения «Нижневартовскнефтегаз» / Материалы НТС Миннефтепрома // Проблемы разработки месторождений Западной Сибири. М.: ВНИИОЭНГ. 1981. С. 92–110.
8. Ефремов И.Ф., Свищёв Ю.М., Кушников В.И., Вайгель А.А. Проблемы разработки месторождений Нижневартовского нефтегазосного района / Материалы совещания в Нижневартовске в ноябре 1988 г. // М.: ВНИИОЭНГ. 1990. С. 42–51.
9. Евченко В.С. и др. Инструкция по проектированию систем ППД на месторождениях Западной Сибири. Тюмень: СибНИИИП. 1976. 26 с.
10. Вагнер М.А., Рудак О.В., Цариков В.И. Методика анализа и выбора критериев оценки эффективности систем ППД на месторождениях Западной Сибири / РД-39-3-578-81 // СибНИИИП. 1981. 41 с.
11. Янин А.Н., Шевелёв А.А., Ниссенбаум И.А. и др. Анализ эксплуатации и разработка мероприятий по повышению эффективности работы систем ППД на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» (отчёт). Тюмень: ТОО «ТЭРМ». 1997.
12. Медведский Р.И. и др. Выбор давления нагнетания при заводнении нефтяных месторождений / Кондиции запасов нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: Недра. 1992. С. 161–180.
13. Долгих М.Е. Давление разрыва как технологический фактор, ограничивающий репрессию на пласт / Вопросы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Сборник трудов СибНИИИП. Тюмень. 1985. С. 86–94.
14. Изотов А.А., Афонин Д.Г. О техногенной трансформации продуктивных пластов вследствие повышенного давления нагнетания при заводнении // Нефтепромысловое дело. 2021. № 5. С. 18–25.
15. Туленков С.В., Широков А.С., Грандов Д.В. и др. Определение допустимой репрессии на пласт НХ-1 Сузунского месторождения для предотвращения образования и роста трещин автоГРП // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 42–46.
16. Янин А.Н., Черевко С.А. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория Нефтегаз. 2016. № 12. С. 14–19.
17. Крылов А.П., Глоговский М.М., Буялов Н.Н., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Предварительная схема разработки пласта ДИ (девон) Туймазинского нефтяного месторождения // Труды МНИ им. Губкина (за 1945 год). М.: Гостоптехиздат. 1947. Вып. 6.
18. Гусев Д.Г. и др. Влияние давления нагнетания на характер подключения пластов горизонта БВ₈ Самотлорского месторождения при их совместном вскрытии // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1982. № 56. С. 32–34.
19. Коныхов В.И., Икон Е.В., Мороз М.Л. Зависимость плотности горных пород от глубины во Фроловской мегавпадине // Вестник недропользователя ХМАО-Югры. 2009. Вып. 20. С. 23–32.

UDC 622.276.43

A.N. Yanin, General Director, LLC “Design Bureau “TERM”¹, Term@term-pb.ru

K.E. Yanin, Deputy General Director, LLC “Design Bureau “TERM”¹, yanin@term-pb.ru

M.M. Bikkulov, Head of the Project Office “Renovation”, LLC Gazpromneft-Khantos², Bikkulov.MM@hantos.gazprom-neft.ru

¹15 Dzerzhinsky str., office 408, Tyumen, 615000, Russia.

²56 Lenin str, Khanty-Mansiysk, 628011, Russia.

Analysis of the History of the Development of Reservoir Pressure Maintenance Systems in Order to Select the Wellhead Pressure of Water Injection at Oil Facilities in Western Siberia

Abstract. May 2024 marks the 60th anniversary of oil production in Western Siberia. During this period, reservoir flooding technologies have received significant creative development in the region. In the formation of reservoir pressure maintenance systems in various geological and physical conditions, oilmen have accumulated valuable baggage of theoretical knowledge, as well as vast production experience. The above also applies to the choice of rational pressure at the mouth of injection wells. From low wellhead pressures (7–9 MPa), used at the initial stage of development of highly productive reservoirs in Western Siberia, a transition was made to increased (15 MPa) and high (18–23 MPa) pressures. Despite the experience accumulated in the region, generalized recommendations for substantiating the optimal injection pressures have not been published in the press. After processing data on 137 oil reservoirs from 42 fields in Western Siberia, the authors obtained the dependences of wellhead injection pressure on such reservoir parameters as permeability and depth. As a result, it was found that the optimal values of these pressures are: for highly permeable (900–300 mD) reservoirs – 10–13 MPa; for medium permeable (300–50 mD) – 13–16 MPa; for low-permeability (50–5 mD) – 16–18 MPa; for ultra-low-permeability (less than 5 mD) – 20–22 MPa. The authors believe that when developing HRP in injection wells, it is technologically expedient to create bottomhole pressures – 20–25% higher than the fracture opening pressure (auto-fracturing). The main conditions for successful development in this case are the reliable determination of the probable azimuth of the propagation of hydraulic fractures (auto-fracturing), as well as its correct accounting in the systems of the relative position of injection and production wells. The authors consider it necessary to develop and approve in the industry a special “Methodological guide for choosing optimal injection pressures in Russian oil fields”. To improve the quality of designing the development and infrastructure development of oil fields in Western Siberia and other regions, when agreeing on project documents, it is proposed to fix the value of the parameter – “wellhead pressure of water injection in injection wells” – in the operative part of the Protocols of the Central Committee of Rosnedra on hydrocarbons. In addition, oil companies at landfills with especially low-permeability formations are recommended to conduct targeted pilot works to study the

effectiveness of bringing the wellhead injection pressure to the level of 25–27 MPa, and the bottomhole pressure to 0,85–0,90 of the vertical rock pressure in these productive formations. , summarizing the results obtained at a special meeting.

Keywords: Western Siberia; history of development of reservoir pressure maintenance systems; oil facilities; reservoir characteristics; wellhead injection pressure; well injectivity; vertical rock pressure; auto-frac fractures; injection pressure correlations; recommendations for choosing water injection pressure.

References

1. Janin A.N., Janin K.E. *Obosnovanie ust'evogo davlenija zakachki vody na nefjnyh mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri* [Justification of wellhead pressure for water injection in oil fields of Western Siberia]. Report at the conference named after. N.N. Lisovsky, Moscow, 31.05-02.06.2023.
2. Maksimov V.P. i dr. *Osobennosti osvoenija nefjnyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Features of the development of oil fields in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1968, 240 p.
3. Maksimov V.P. i dr. *Ispol'zovanie glubinyh vod dlja podderzhanija plastovogo davlenija v nefjnyh zalezah* [Use of deep waters to maintain reservoir pressure in oil deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1971, 191 p.
4. Arzhanov F.G., Vahitov G.G., Evchenko V.S. i dr. *Razrabotka i jekspluacija nefjnyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Development and operation of oil fields in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1979, 335 p.
5. Afanas'eva A.V., Gorbunov A.T., Shustefov I.N. *Zavodnenie nefjnyh mestorozhdenij pri vysokih davlenijah nagnatanija* [Waterflooding of oil fields at high injection pressures.]. Moscow, Nedra Publ., 1975, 215 p.
6. Janin A.N., Cherevko S.A., Rogachjov M.K. *O necelesoobraznosti zakachki vody v ul'tranizkopronicaemye kollektora Zapadnoj Sibiri* [v M.K. About the inappropriateness of water injection into ultra-low-permeability reservoirs of Western Siberia]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2018, no. 2, pp. 54–64.
7. Litvakov V.U., Behter V.V. *Sostojanie i puti sovershenstvovaniya razrabotki mestorozhdenij ob#edinenija «Nizhneartovskneftegaz»* [State and ways to improve the development of fields of the Nizhneartovskneftegaz association]. Materials of the scientific and technical meeting of the Ministry of Petroleum Industry "Problemy razrabotki mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri" [Problems of field development in Western Siberia]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1981, pp. 92–110.
8. Eremov I.F., Svishh'ov Ju.M., Kushnikov V.I., Vajgel' A.A. *Problemy razrabotki mestorozhdenij Nizhneartovskogo neftegazonosnogo rajona* [Problems of field development in the Nizhneartovsk oil and gas]. Materials of the meeting in Nizhneartovsk in November 1988. Moscow, VNIIOENG Publ., 1990, pp. 42–51.
9. Evchenko V.S. i dr. *Instrukcija po proektirovaniju sistem PPD na mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri* [Instructions for the design of pressure maintenance systems in the fields of Western Siberia]. Tyumen, SibNIINP Publ., 1976, 26 p.
10. Vagner M.A., Rudak O.V., Carikov V.I. *Metodika analiza i vybora kriteriev ocenki jeffektivnosti sistem PPD na mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri. RD-39-3-578-81* [Methodology for analysis and selection of criteria for assessing the effectiveness of pressure maintenance systems in the fields of Western Siberia / RD-39-3-578-81]. SibNIINP Publ., 1981, 41 p.
11. Janin A.N., Shevel'ov A.A., Nissenbaum I.A. i dr. *Analiz jekspluacii i razrabotka meroprijatij po povyseniju jeffektivnosti raboty sistem PPD na mestorozhdenijah OAO «Juganskneftegaz» (otchjat)* [Analysis of operation and development of measures to improve the efficiency of pressure maintenance systems at the fields of OJSC Yuganskneftegaz (report)]. Tyumen, TERM Publ., 1997.
12. Medvedskij R.I. i dr. *Vybor davlenija nagnatanija pri zavodnenii nefjnyh mestorozhdenij* [Selection of injection pressure during waterflooding of oil fields]. *Kondicii zapasov nefjnyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri»* [Conditions of reserves of oil fields in Western Siberia]. Moscow, Nedra publ., 1992, pp. 161–180.
13. Dolgih M.E. *Davlenie razryva kak tehnologicheskij faktor, ogranichivajushhij repressiju na plast* [Burst pressure as a technological factor limiting reservoir compression]. *Voprosy geologii i razrabotki nefjnyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Issues of geology and development of oil fields in Western Siberia]. Collection of works of SibNIINP, Tyumen, 1985, pp. 86–94.
14. Izotov A.A., Afonin D.G. *O tehnogennoj transformacii produktivnyh plastov vsledstvie povyshennogo davlenija nagnatanija pri zavodnenii* [On the technogenic transformation of productive formations due to increased injection pressure during waterflooding]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield Business], 2021, no. 5, pp. 18–25.
15. Tulenkov S.V., Shirokov A.S., Grandov D.V. i dr. *Opredelenie dopustimoj repressii na plast NH-1 Suzunskogo mestorozhdenija dlja predotvrashhenija obrazovanija i rosta treshhin avtoGRP* [Determination of permissible repression on the NX-1 formation of the Suzunsky field to prevent the formation and growth of auto-fracturing]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2020, no. 8, pp. 42–46.
16. Janin A.N., Cherevko S.A. *Vlijanie napravlenija treshhin gidrorazryva plasta na pokazateli jekspluacii skvazhin* [Influence of the direction of hydraulic fracturing cracks on well operation performance]. *Territorija Neftegaz* [Territory Neftegaz], 2016, no. 12, pp. 14–19.
17. Krylov A.P., Glogovskij M.M., Bujalov N.N., Nikolaevskij N.M., Charnyj I.A. *Predvaritel'naja shema razrabotki plasta DII (devon) Tujmazinskogo nefjanogo mestorozhdenija* [Preliminary scheme for the development of formation DII (Devonian) of the Tuymazinsky oil field]. Proceedings of the Moscow Research Institute named after. Gubkin (for 1945). Moscow, Gostoptehizdat Publ., 1947, issue 6.
18. Gusev D.G. i dr. *Vlijanie davlenija nagnatanija na karakter podkljuchenija plastov gorizonta BV8 Samotlorskogo mestorozhdenija pri ih sovmestnom vskrytii* [The influence of injection pressure on the nature of the connection of layers of the BV8 horizon of the Samotlor field during their joint opening]. *Problemy nefti i gaza Tjumeni* [Problems of oil and gas of Tyumen], 1982, no. 56, pp. 32–34.
19. Konjuhov V.I., Ikon E.V., Moroz M.L. *Zavisimost' plotnosti gornyh porod ot glubiny vo Frolovskoj megavpadine* [Dependence of rock density on depth in the Frolovskaya megadepression]. *Vestnik nedropol'zovatelja HMAO-Jugry* [Bulletin of the subsoil user of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra], 2009, issue 20, pp. 23–32