

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.162-183>

EDN QZNCKO

УДК 622.276.1/.4(470.57)

Особенности разработки каширо-подольских отложений Арланского месторождения с переводом горизонтальных скважин под закачку

¹*Ерохин Г.С.,¹Бабкина А.А.,¹Вагизов А.М.,¹Нурлыгаянова Э.Р.,
¹Нуров С.Р.,¹Гареев А.Т.,²Азарова Т.П.,³Якупов Р.Ф.,³Хисамутдинов А.Т.*
¹*ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия*
²*ПАО АНК «Башнефть» Уфа, Россия*
³*ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия*

Features of the development of carbonate deposits of the Arlanskoye field with usage of horizontal wells in pressure maintenance system

¹*G.S. Erokhin, ¹A.A. Babkina, ¹A.M. Vagizov, ¹E.R. Nurylgayanova,
¹S.R. Nurov, ¹A.T. Gareev, ²T.P. Azarova, ³R.F. Yakupov, ³A.T. Khisamutdinov*
¹*RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia*
²*ANK «BASHNEFT» PJSC, Ufa, Russia*
³*Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russia*

E-mail: EROKHINGS@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. В настоящее время, наблюдается увеличение доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Большая часть таких запасов сосредоточена в карбонатных коллекторах, которые характеризуются сложным геологическим строением, низкой эффективной проницаемостью, высокой неоднородностью и хрупкостью образующей его породы. Одной из актуальных задач является организация эффективной системы заводнения на карбонатных объектах, позволяющей поддерживать пластовое давление и добывать наибольший объем нефти при наименьших затратах.

В статье приводится анализ существующей системы разработки карбонатных каширо-подольских отложений Арланского месторождения, на основании которого выявлен потенциал для совершенствования реализованной очагово-избирательной системы заводнения с использованием наклонно-направленных нагнетательных скважин.

Для повышения эффективности реализуемой системы поддержания пластового давления разработана блок-схема и рассмотрены перспективы использования горизонтальных скважин в качестве нагнетательных и их влияние на выработку запасов объекта в сравнении с наклонно-направленными нагнетательными скважинами.

Ключевые слова: Арланское месторождение, карбонатные отложения, горизонтальные скважины, система поддержания пластового давления, высокие давления закачки, эффект автомГРП

Для цитирования: Ерохин Г.С., Бабкина А.А., Вагизов А.М., Нурлыгаянова Э.Р., Нуров С.Р., Гареев А.Т., Азарова Т.П., Якупов Р.Ф., Хисамутдинов А.Т. Особенности разработки каширо-подольских отложений Арланского месторождения с переводом горизонтальных скважин под закачку // Нефтяная провинция.-2025.-№4(44).-С. 162-183. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.162-183>. - EDN QZNCKO

Abstract. Nowadays, the share of hard-to-recover hydrocarbon reserves, often found in complex carbonate reservoirs, is increasing. These formations are characterized by low permeability, high heterogeneity, and rock fragility. Implementing an effective reservoir pressure maintenance system is crucial for improving oil recovery from such fields.

This article analyzes the development system for the carbonate Kashira-Podolsk sediments of the Arlanskoe field, revealing the low efficiency of the existing selective reservoir pressure maintenance system using directional injection wells.

To enhance performance, a methodology was developed for selecting candidate injection wells for these carbonate sediments. The impact of these new injection wells on reserve recovery was also investigated and compared to the results achieved with directional wells.

Key words: Arlanskoe oilfield, carbonate sediments, horizontal wells, reservoir pressure maintenance system, high injection pressures, auto-fracturing effect

For citation: G.S. Erokhin A.A. Babkina, A.M. Vagizov, E.R. Nurlygayanova, S.R. Nurov, A.T. Gareev, T.P. Azarova, R.F. Yakupov, A.T. Khisamutdinov Osobennosti razrabotki kashiro-podolskikh otlozhennykh Arlanskogo mestorozhdeniya s perevodom gorizontálnykh skvazhin pod zakachku [Features of the development of carbonate deposits of the Arlanskoye field with usage of horizontal wells in pressure maintenance system]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(44), 2025. pp. 162-183. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.162-183>. EDN QZNCKO (in Russian)

Введение

В процессе разработки происходит снижение дебитов добывающих скважин при отсутствии активных источников воздействия на пласт для сохранения и регулирования его энергетического состояния. Одним из способов поддержания пластового давления (ППД) является организация эффективной системы заводнения, которая будет способствовать повышению выработки запасов и увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН).

Арланское нефтяное месторождение введено в разработку в 1958 г. по основному объекту – терригенной толще нижнего карбона (ТТНК), имеющему хорошие фильтрационно-емкостные свойства. Система поддержания пластового давления на объекте ТТНК в начальный период была представлена наклонно-направленными скважинами (ННС), что позволяло эффективно поддерживать пластовое давление и обеспечивать вытеснение нефти по латерали. Начиная с 2000 г. вводится в разработку карбонатная толща среднего карбона (КТСК), представленная каширо-подольскими отложениями (КПО), за счет бурения и перевода скважин с ТТНК на карбонатную толщу с формированием системы ППД. Организация системы ППД на карбонатных объектах выполнялась по аналогии с терригенными объектами, зачастую не позволяя эффективно компенсировать отборы жидкости и поддерживать пластовое давление. В настоящее время по объекту КПО в эксплуатации находятся более 1200 действующих добывающих и около 400 нагнетательных скважин. Соотношение нагнетательных скважин к добывающим поддерживается на уровне 1:3.

Таким образом, одной из актуальных задач является организация эффективной системы заводнения, позволяющей поддерживать пластовое давление и добывать наибольший объем нефти при наименьших затратах [1, 2].

Целью исследования является выработка рекомендаций по увеличению эффективности разработки карбонатных коллекторов кашироподольских отложений Арланского месторождения, в том числе за счет перевода горизонтальных скважин под нагнетание.

Поставлены следующие задачи для достижения цели:

- анализ эффективности реализуемой системы ППД, выявление преимуществ закачки в наклонно-направленные и горизонтальные скважины;
- обоснование подхода к формированию системы заводнения для условий КПО;
- оценка влияния горизонтальных скважин ППД на эффективность выработки запасов и повышения КИН.

Анализ разработки КПО Арланского месторождения с применением наклонно-направленных нагнетательных скважин

На начальном этапе, с 2000 г., при формировании системы ППД по объекту КПО придерживались общепринятых подходов, выработанных для терригенных объектов. По мере дальнейшего увеличения фонда и освоения новых участков, основным драйвером повышения эффективности разработки объекта КПО на Арланском месторождении с 2016 г. стало активное бурение добывающих горизонтальных скважин (ГС) и проведение кислотных и проппантных гидравлических разрывов пласта (ГРП) на скважинах базового фонда. Стартовые дебиты по добывающим ГС в среднем в 3,5 раза превосходят стартовые дебиты по добывающим ННС базового фонда. Текущие запускные дебиты по добывающим ГС составляют $48 \text{ м}^3/\text{сут}$ по жидкости и $21,4 \text{ т}/\text{сут}$ по нефти. При этом темпы падения (ТП) дебита нефти по добывающим ГС сопоставимы с темпами падения по добывающим ННС и находятся в диапазоне 50–70 % в год. Организация закачки в ННС для снижения темпов падения позволяет нивелировать часть снижения дебитов жидкости за счет восстановления пластового

давления, но не позволяет добиться роста уровней добычи, а только поддерживает темпы падения добывающих скважин на уровне 60 %. Сопоставление темпов падения по добывающим скважинам с разным типом заканчивания позволяет сделать вывод о недостаточном влиянии закачки с использованием ННС. В данной работе проведен анализ эффективности реализованной системы ППД и выявлены возможные варианты повышения эффективности выработки запасов карбонатного объекта КПО за счет оптимизации проектных решений по заводнению, в т.ч. за счет переводов ГС под нагнетание.

Для анализа эффективности системы ППД выбраны 5 типовых участков объекта КПО, удовлетворяющих следующим критериям:

- 1) длительный период разработки, 50 лет и более;
- 2) сформированная система разработки с системой заводнения из ННС ППД;
- 3) сопоставимый эксплуатационный фонд добывающих и нагнетательных скважин;
- 4) разные значения плотности сетки скважин (ПСС), компенсации отборов закачкой и выработка запасов для оценки влияния перечисленных параметров на эффективность ППД и КИН.

На выбранных участках реализовывались различные ПСС с расстоянием между скважинами от 150 (Рис. 1) до 300 м (Рис. 2). При этом сформированная система ППД оказывала незначительное влияние на уровни добычи при увеличении объемов закачки. За рассмотренный период с 1973 г. по настоящее время значения накопленной компенсации по участкам изменяются в диапазоне 70–140 % и не оказывают существенного влияния на изменение КИН. Плотность сетки скважин не влияет на отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и характеристику изменения обводненности по участку [1, 3, 6, 7]. Исходя из этого можно предположить, что ни один из вышеописанных параметров не оказывает системного

влияния на увеличение темпов отбора от НИЗ в элементах разработки в пределах участков анализа (Рис. 3) - за исключением более плотной сетки скважин. При значениях ПСС 3-4 га/скв. значение текущего КИН выше, при текущем значении 0,123 по объекту КПО в целом (Табл. 1).

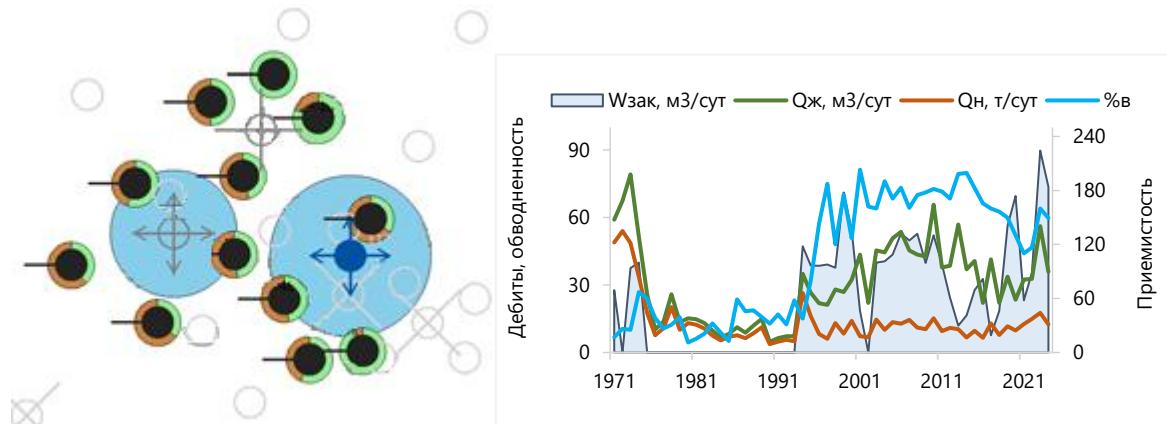


Рис. 1. Участок с расстоянием между скважинами 150 м и динамика его работы

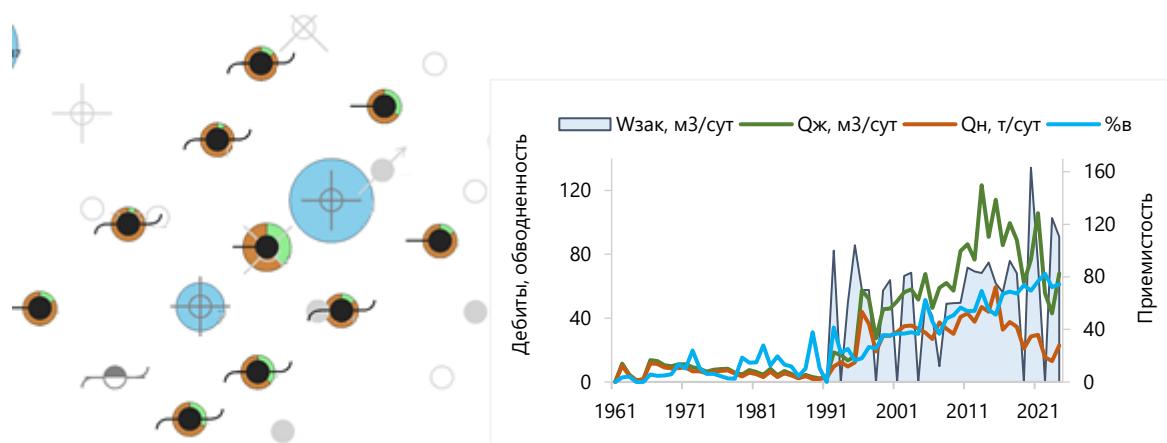


Рис. 2. Участок с расстоянием между скважинами 300 м и динамика его работы

Система ППД до 2019 г. в основном представлена очагово-избирательным типом заводнения. При отсутствии влияния на добывающие скважины обычно производилось увеличение приемистости, так как в силу ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и сложной структуры порового пространства считалось, что часть закачки распределяется в тупиковые, не дренируемые участки пласта, а также насыщенные водой микропоровые интервалы по разрезу. Но кратное увеличение прием-

мистости зачастую приводило к «кинжалальным» прорывам закачиваемой жидкости по трещинам автоГРП в добывающие скважины [3].

Таким образом, на основании проведенного геолого-промышленного анализа текущего состояния разработки на примере типовых участков сделан вывод о наличии потенциала совершенствования системы ППД с ННС на каширо-подольских отложениях месторождения в начальный период разработки.

Таблица 1

Показатели по участкам с разной плотностью сетки

№ п/п	Кол-во скв.	Отношение ДОБ/НАГН	Нак. комп., %	ПСС, га/скв.	Площадь, кв. км	ННТ, м	% в текущий	Отбор от НИЗ текущий, %	КИН, д. ед.
1	13	3,0	69	3,4	0,44	9	69	67	0,198
2	19	5,3	132	3,5	0,66	11	60	89	0,263
3	15	4,0	84	6,5	0,98	12	61	87	0,254
4	10	4,0	115	6,8	0,68	13	72	67	0,196
5	29	3,1	139	11,0	3,20	9	72	72	0,211

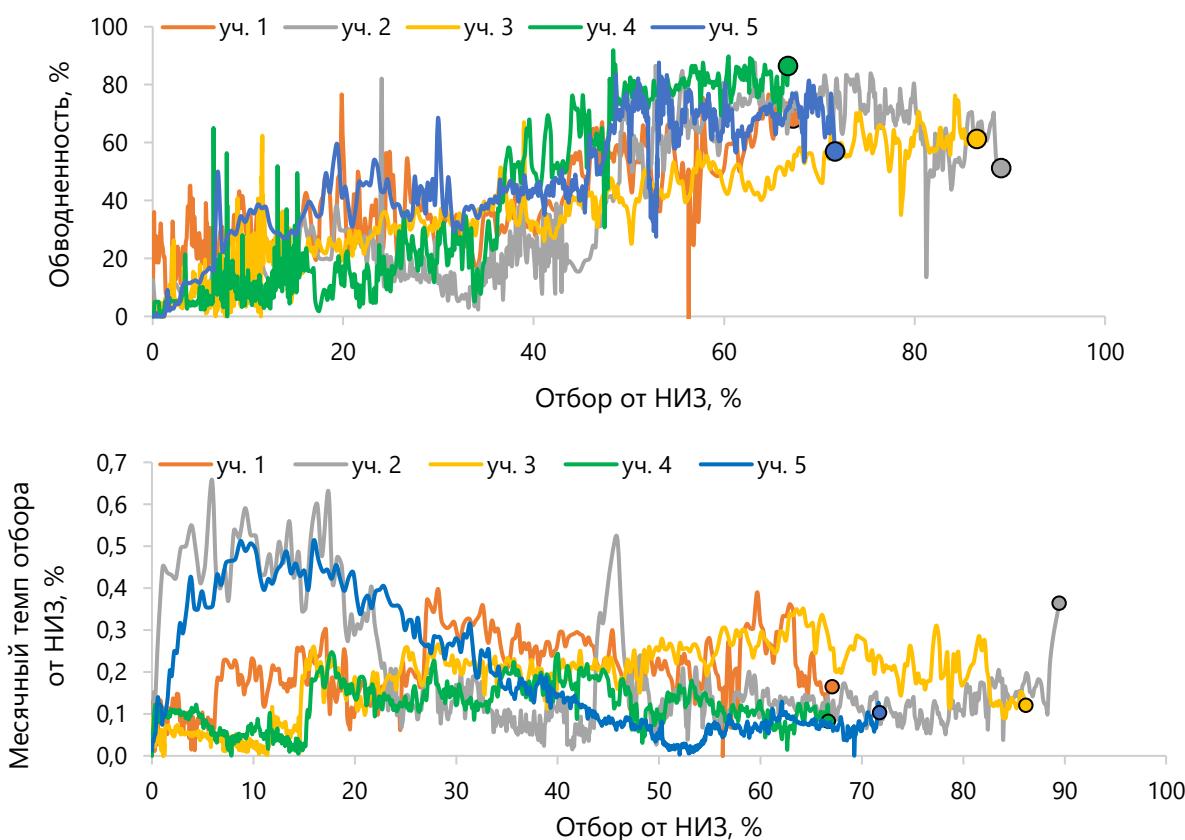


Рис. 3. Сравнение характеристик вытеснения по опытным участкам

Высокая приемистость нагнетательных скважин системы заводнения на начальном этапе разработки объекта имеет слабое прямое влияние на рост дебитов добывающих скважин, наблюдается только поддержание текущего уровня пластового давления. Также отмечаются высокие темпы падения добычи нефти после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающих скважинах. Темп выработки запасов низкий, что видно из сравнения параметров по рассмотренным участкам (Рис. 3). Появляется необходимость в формировании нового подхода к организации более эффективной системы заводнения по карбонатному объекту КПО.

Разработка подхода к формированию системы заводнения на КПО

С учетом представленных в статье [3] критериев, полученных в результате ретроспективного анализа, разработана блок-схема (Рис. 4) по поиску кандидатов на перевод в ППД для формирования системы нагнетания на новых участках и усиления уже имеющейся системы ППД с целью увеличения текущей компенсации до проектных значений.

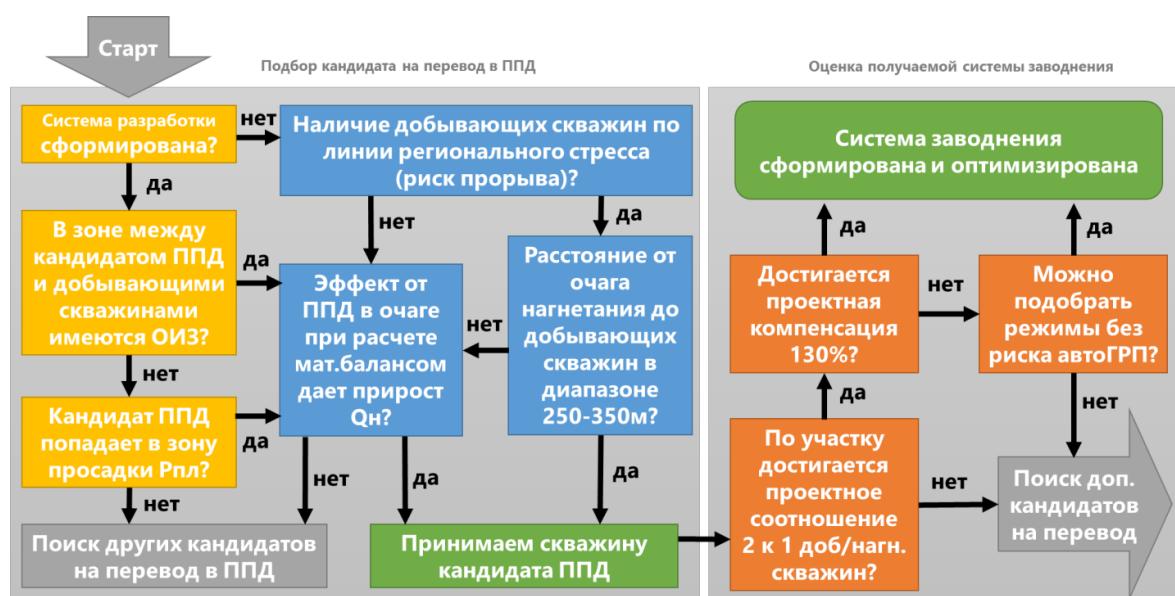


Рис. 4. Блок-схема по формированию новых очагов и трансформации системы ППД

В дополнении к разработанной блок-схеме при подборе кандидатов на перевод в ППД используются материалы, полученные по результатам построения секторных геолого-гидродинамических моделей (СГГДМ). По итогам прогнозного расчета базового варианта разработки с использованием СГГДМ выгружаются карты плотности остаточных запасов, карты изобар по пластам, которые в дальнейшем используются для выявления перспективных зон с недренируемыми остаточными извлекаемыми запасами (ОИЗ) и наличием локальных участков с пониженным пластовым давлением. По результатам моделирования 2022–2023 гг. в программу переводов ППД добавлено 20 % дополнительных кандидатов с целью усиления текущей системы нагнетания и формирования новых элементов разработки по участкам проектного бурения.

Использование СГГДМ и ретроспективного анализа для мониторинга показателей работы скважин с формированием списка потенциальных кандидатов на перевод в ППД имеет свои плюсы и минусы. С помощью СГГДМ можно определить потенциальные зоны просадки пластового давления и локализации ОИЗ, тем самым нивелируя риски при долгосрочном планировании. Вследствие недостаточной изученности коллектора и малого количества выполняемых промыслового-геофизических (ПГИ) и гидродинамических исследований (ГДИС) существуют риски при прогнозировании: нетипичное поведение скважин, резкие прорывы воды вдоль направления регионального стресса и прочее, что связано с допущениями и авторскими подходами, применяемыми при построении секторной геолого-гидродинамической модели.

В отличие от применения СГГДМ, при стандартном подходе анализируются геолого-промышленные данные скважин с использованием аналитических навыков инженера, что, в свою очередь, может вызвать ошибки по причине проявления человеческого фактора и необъективного подхода к выбору кандидата на перевод под закачку. Кроме того, отсут-

ствует возможность долгосрочного планирования: выявление локальных зон с недренируемыми ОИЗ и потенциальных участков снижения пластового давления.

Предложенная блок-схема (Рис. 4) по совершенствованию существующей системы разработки с учетом критериев выбора скважин-кандидата на перевод в ППД для формирования оптимального очага заводнения позволит повысить эффективность системы заводнения кашироподольских отложений Арланского месторождения.

Предпосылки использования в системе ППД горизонтальных скважин и сравнение эффективности систем заводнения с разным типом заканчивания скважин (ННС/ГС)

С теоретической точки зрения рассмотрим принципиальную разницу в организации закачки при использовании ННС ППД и ГС ППД. При стандартном подходе с использованием ННС ППД остаются зоны, не вовлеченные в разработку, что подтверждается результатами уплотняющего бурения. При заводнении с использованием ГС ППД увеличивается площадь дренирования и снижается доля не вовлеченных в разработку участков (Рис. 5). Это является причиной существенно большего прироста дебита нефти в очагах ГС ППД в сравнении с ННС ППД, прирост добычи нефти больше в среднем на +1,5 т/сут на очаг. Также при использовании ГС ППД за счет нагнетания воды с меньшим забойным давлением снижаются риски проявления эффекта автоГРП.

Для сравнения показателей выработки по очагам с ННС и ГС ППД выбраны четыре типовых участка со схожими характеристиками (Рис. 6, 7). В табл. 2 представлены основные показатели по выбранным участкам.

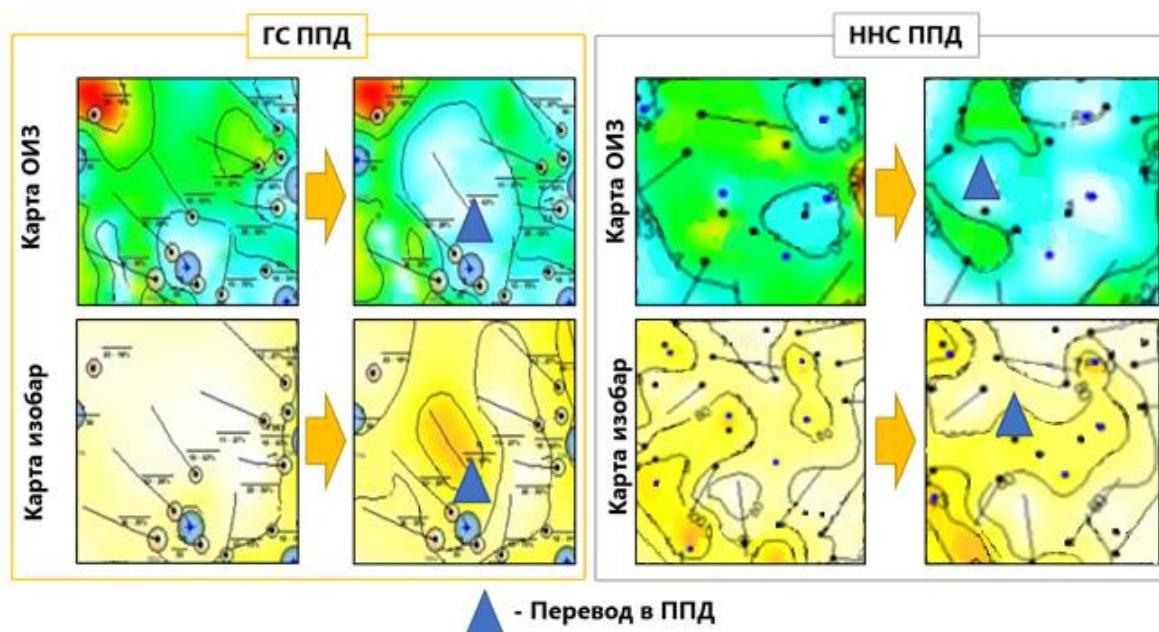


Рис. 5. Влияние ГС и ННС ППД на выработку запасов и поддержание пластового давления

Таблица 2

Показатели по примерам с организацией ППД с помощью ННС и ГС

№ п/п	ТИП	№ ППД очага	Отношение ДОБ/НАГН	Компенсация, %	РавтоГРП	Рзаб_наги	Qизв, тыс. т	Qнак, тыс. т	Обв-ть, %	Отбор от НИЗ, %
1	ГС ППД	XXX88г	2,8	130	160	163	127,033	60,140	42	47
2	ГС ППД	XXX86г	1,6	132	165	144	250,862	161,472	30	64
3	ННС ППД	XX76	2,3	163	183	192	75,577	53,247	82	71
4	ННС ППД	XX57	3	266	162	170	71,654	61,620	67	86

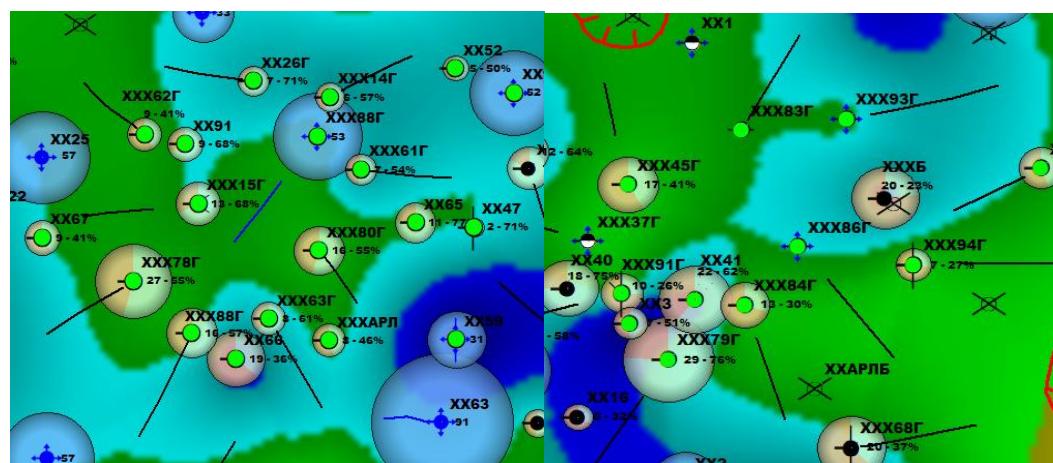


Рис. 6. Примеры очагов с оптимизированной системой ППД

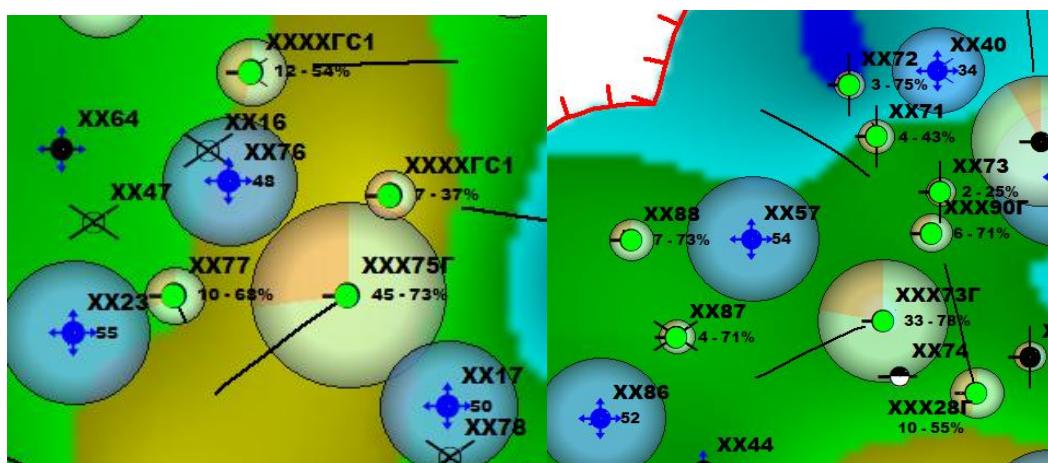


Рис. 7. Примеры очагов с текущей системой ППД без оптимизации

По участкам с ГС ППД средний показатель обводненности заметно ниже, чем по районам с ННС ППД, что связано с равномерным вытеснением запасов и восстановлением пластового давления в просаженных зонах без разрыва и формирования трещин автоГРП вследствие нагнетания закачиваемой жидкости при меньшем забойном давлении (Рис. 8).

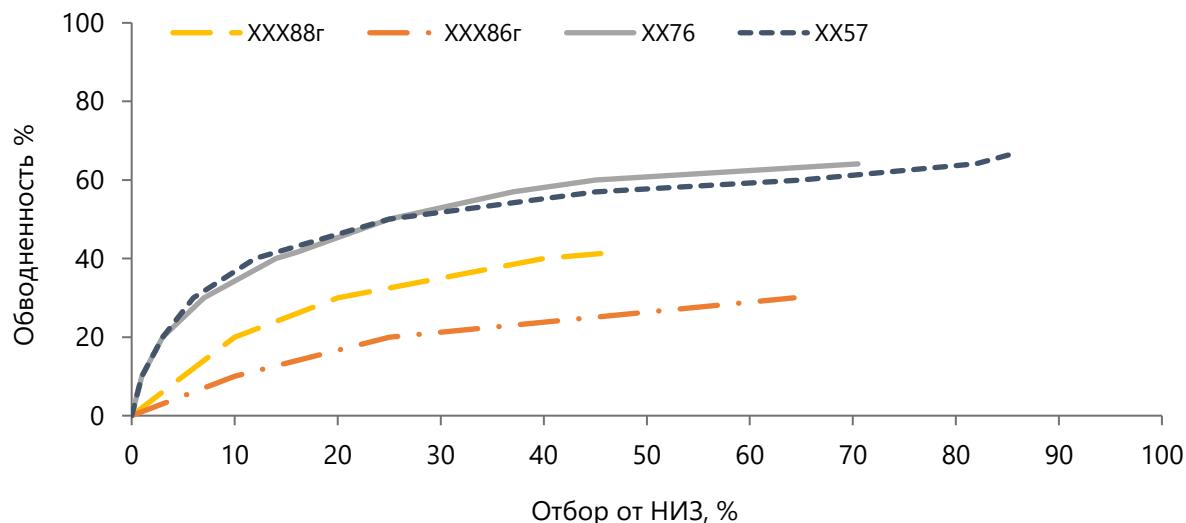


Рис. 8. Сравнение выработки запасов по участкам при заводнении с ГС ППД (скв. XXX88г, XXX86г) и ННС ППД (скв. XX76, XX57)

При сравнении параметров можно сделать вывод о том, что по участкам с ННС ППД отмечается преждевременное обводнение скважин, что приводит к формированию застойных зон. Регулирование закачки позволяет снизить рост обводненности скважинной продукции, но возникает

необходимость дополнительных переводов в ППД для поддержания текущей компенсации по участку на проектном уровне.

Для комплексной оценки влияния заводнения с использованием разного типа заканчивания нагнетательных скважин был проведен анализ 46 участков по объекту КПО месторождения. Условно участки были разделены на группы в зависимости от типа заканчивания нагнетательной скважины с наличием и без эффекта автоГРП. С учетом выбранных критериев сформированы следующие 4 группы: 1 группа – очаги с ГС ППД, работающие с эффектом автоГРП, 2 группа – это очаги ГС ППД без эффекта автоГРП, 3 группа – очаги ННС ППД с эффектом автоГРП, 4 группа – очаги ННС ППД без эффекта автоГРП (Табл. 3). С целью анализа эффективности текущей системы разработки по каждой группе скважин построены характеристики вытеснения (XB), для сравнения также построена авторская средняя типовая XB, характеризующая выработку запасов в целом по объекту КПО (Рис. 9).

Таблица 3

Средние показатели по участкам ННС и ГС ППД с наличием и без автоГРП

Группа	Тип очага ППД	Наличие автоГРП	Кол-во участков	Отношение ДОБ/НАГН	Сред. нак. комп., %	Сред. ПСС, га/скв.	Сред. площадь, кв. км	Сред. ННТ, м	Обв-ть, %	Отбор от НИЗ, %	КИН, д. ед.
1	ГС	да	5	3,1	114	6,1	0,56	6,4	56	52	0,159
2	ГС	нет	16	2,3	130	5,3	0,54	8,1	54	52	0,147
3	ННС	да	9	2,9	109	5,2	0,47	8,4	62	52	0,156
4	ННС	нет	16	2,9	117	4,7	0,42	6,9	65	43	0,119

Анализ характеристик вытеснения по выделенным 4 группам показал, что участки с ГС ППД по мере выработки запасов обводняются менее интенсивно при сопоставимых отборах от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), что совпадает с результатами, полученными по четырем типовым участкам, представленным на рис. 8. Данный результат достигается за счет нескольких факторов: увеличения охвата пласта заводнением и объема фильтрации через матрицу, большей площади дренирования при гори-

зонтальном заканчивании скважины, нивелированием эффекта автоГРП за счет меньшего забойного давления нагнетания.

По рассмотренным 46 участкам отмечены очаги с эффектом автоГРП на рис. 9. В группе скважин ННС ППД эффект автоГРП наблюдается на девяти участках. Примечательно, что участки с ННС ППД, в которых отсутствует эффект автоГРП, имеют приблизительно схожий с ГС ППД характер обводнения в процессе выработки запасов, а высокие значения обводненности имеют скважины, в которых эффект автоГРП отмечается.

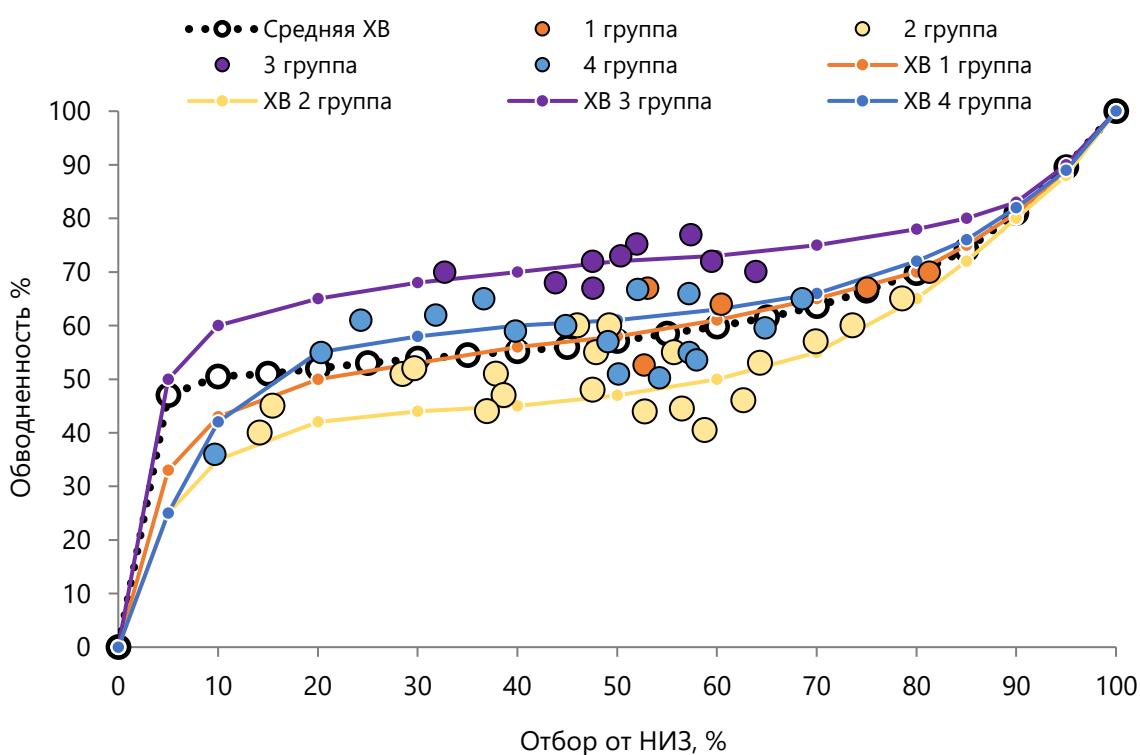


Рис. 9. Типовые характеристики вытеснения по группам ГС ППД и ННС ППД (с учетом эффекта автоГРП)

В основном это участки с повышенной компенсацией (более 160 %) или низкой жесткостью системы ППД (1 нагнетательная к 4 добывающим и более), что не позволяет обеспечить равномерного вытеснения нефти и приводит к кинжалальным прорывам из-за избыточной компенсации отборов. Также это связано с тем, что наклонно-направленные нагнетательные скважины зачастую работают с забойным давлением, превышающим давление разрыва пласта.

По участкам с ГС ППД также присутствуют скважины с автоГРП, однако их доля в общей выборке значительно меньше, чем в очагах с ННС ППД. Преждевременного обводнения скважин по очагам ГС ППД не происходит, а добыча нефти идет с меньшим обводнением вне зависимости от способа заканчивания окружающих добывающих скважин, что экономически более выгодно при прочих равных показателях.

По очагам с ННС ППД и явно выраженным эффектом автоГРП в процессе мониторинга показателей разработки участков авторами замечено, что средние значения текущего КИН выше, чем по участкам без автоГРП. Это обусловлено созданием и поддержанием искусственных трещин автоГРП, которые похожи на ГС ППД, но в силу особенностей и геомеханической природы эффекта автоГРП сложно контролировать стабильное, одинаковое состояние трещины во времени. Проницаемость пластов каширо-подольских отложений значительно ниже проницаемости терригенных коллекторов, что не позволяет прокачивать через матрицу пласта необходимый объем закачки при условии одинаковой площади контакта «скважина – пласт». Излишний объем закачки повышает забойное давление до критических значений разрыва пласта и формирует трещины автоГРП, тем самым увеличивая зону дренирования в системе «скважина – пласт», после чего происходит фильтрация излишней закачиваемой жидкости в матрицу через образовавшуюся трещину [4, 5]. Закачка в ГС ППД на начальном этапе осуществляется через увеличенную зону дренирования за счет горизонтального ствола (аналог трещины автоГРП), что позволяет повысить охват пласта заводнением по площади и прокачивать необходимый объем в матрицу пласта, без образования трещин и эффекта автоГРП (Рис. 10).

Интересным является, что эффект автоГРП в ННС ППД имеет положительное влияние на энергетическое состояние карбонатного объекта в целом. Нагнетание жидкости с эффектом автоГРП приводит к увеличению

зоны влияния, однако при этом параметры трещины автоГРП слабо контролируются, а направления фильтрационных потоков и образование защемленных зон запасов слабо прогнозируются. Закачка с использованием ГС ППД также хорошо поддерживает энергетическое состояние объекта: зона взаимодействия с матрицей пласта проходит по длине горизонтального ствола и незначительно меняется во времени. Кроме того, направление фильтрационных потоков по матрице более равномерно и предсказуемо, а образование защемленных зон менее выражено. При этом применение нагнетательных скважин с автоГРП и ГС ППД без автоГРП имеет сопоставимый эффект для увеличения КИН.

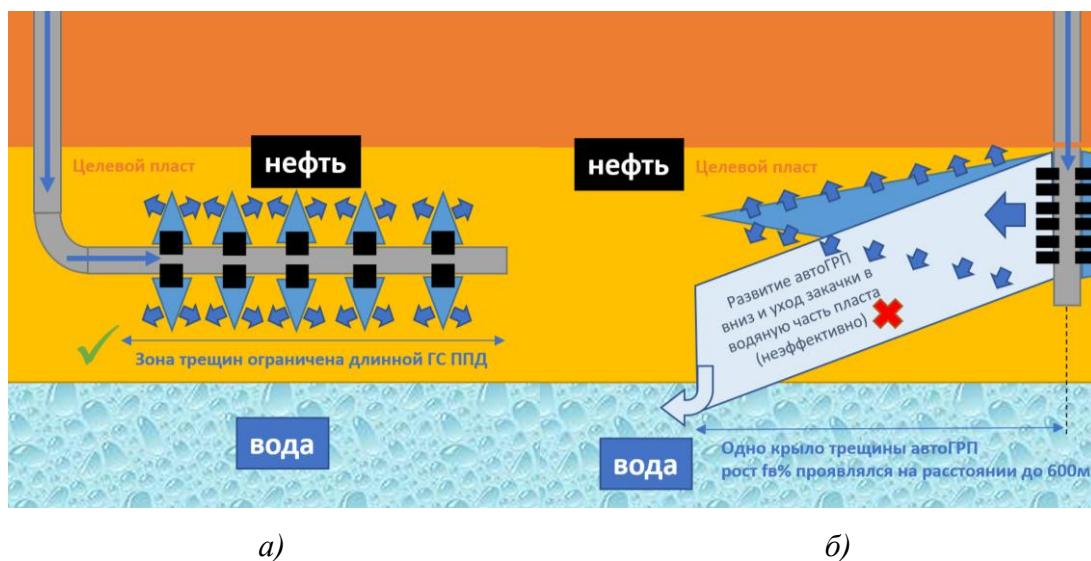


Рис. 10. Поведение закачки в системе «скважина-пласт» при разном заканчивании:
а – ГС ППД без эффекта автоГРП и без прорыва закачки в водоносную часть пласта;
б – ННС ППД с эффектом автоГРП и прорывом закачки в водоносную часть пласта

Однако по участкам с ГС ППД отмечаются меньшие темпы падения жидкости в добывающих скважинах окружения. Организация закачки в нагнетательных скважинах с горизонтальными стволами показала себя эффективной, что описано в статье авторов [3], опубликованной в 2023 г. С учетом положительного эффекта от перевода горизонтальных скважин под нагнетание в программу переводов в ППД на период 2025–2029 гг. включено 31 % скважин от общего запланированного объема кандидатов.

Таким образом, организация ППД в горизонтальных скважинах является более предпочтительной по сравнению с наклонно-направленными по причинам, благоприятно влияющим на общее состояние разработки и выработку запасов:

- 1) увеличенный контакт с нефтяным пластом благодаря длинному горизонтальному участку обеспечивает равномерное распределение давления по стволу, ограничивает зону развития трещин длиной ГС ППД;
- 2) повышение контролируемости распространения трещин и фильтрационных потоков способствует минимизации прорывов воды в нецелевые зоны (в отличие от ННС ППД, при образовании эффекта автоГРП в которых зона развития трещины может доходить до 600 м).

Поэтому в качестве способа оптимизации системы заводнения на объекте КПО рекомендуется осуществление переводов под закачку скважин с горизонтальным окончанием.

В ближайшие 5 лет ожидается рост доли ГС ППД до 11 % от общего числа нагнетательных скважин по объекту, удвоив текущие значение в 5 % ГС ППД. Выполнение запланированных мероприятий, включенных в текущую программу ППД, позволит увеличить жесткость системы заводнения (отношение добывающих к нагнетательным скважинам) по объекту КПО по элементам заводнения до проектного значения 1 к 2,0. На дату проведения исследований элементы заводнения в среднем представлены соотношением нагнетательных к добывающим скважинам в диапазоне 1 к 2,5...3,0.

В рамках намеченной стратегии повышение доли ГС в действующем нагнетательном фонде способствует увеличению коэффициента охвата заводнением по объекту КПО, что положительно скажется на динамике выработки извлекаемых запасов нефти. В среднем фактический прирост дебита нефти на один очаг с ГС ППД составляет порядка 5,5 т/сут (\approx 2 тыс. т нефти за год). Учитывая данные приростов дебита

нефти по фактическим очагам с ГС, выполнена прогнозная оценка изменения КИН за счет организации новых очагов заводнения путем перевода ГС в ППД. Значение проектного КИН увеличится с 0,150 до 0,154 д.ед., на 2,4 % к началу 2030 г.

Выводы

В результате проделанной работы установлено следующее:

- 1) Система ППД с ННС на карбонатном объекте в ранний период разработки формировалась по аналогии с терригенным объектом. По результатам выполненного анализа разработки участков со сформированной системой ППД выявлен потенциал на совершенствование системы заводнения. В связи с этим предложена оптимизация существующей системы заводнения (блок-схема), которая заключается в формировании системы разработки с учетом удаленности очага нагнетания от добывающих скважин и вероятности кинжалальных прорывов по линии регионального стресса при превышении критического давления закачки.
- 2) При организации системы ППД на объекте КПО ключевое значение имеет поддержание целевых значений компенсации с учетом суммарных отборов по очагу нагнетания и обеспечение проектной жесткости 1 к 2,0. Соблюдение этих факторов возможно при переводе под закачку горизонтальных скважин. Влияние одной ГС ППД сопоставимо влиянию двух ННС ППД.
- 3) Системы разработки с ГС ППД за счет большего охвата пласта заводнением позволяют осуществлять выработку запасов нефти с меньшей обводненностью, лучше поддерживают пластовое давление, а нагнетание происходит с меньшим давлением, что нивелирует риск развития эффекта автоГРП и прорыва фронта нагнетаемой воды в добывающие скважины по линии регионального стресса.

В настоящее время переводы горизонтальных скважин под нагнетание для целей ППД тиражируются на месторождения северной части Башкортостана, представленные карбонатными отложениями среднего карбона (московского яруса).

Список литературы

1. Шувалов А.В., Лозин Е.В. Полвека разработки Арланского нефтяного месторождения: достижения и проблемы // Нефтяное хозяйство. 2009. № 9. С. 94–97.
2. Лозин Е.В. Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. Уфа: БашНИПИнефть, 2012. 704 с.
3. Ерохин Г.С., Нуров С.Р., Вагизов А.М., Гареев А.Т., Азарова Т.П., Якупов Р.Ф. Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 44–48.
4. Сюндыков А.В., Хабибуллин Г.И., Трофимчук А.С., Сагитов Д.К. Методика поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования закачки в низкопроницаемые коллекторы / // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 96–99.
5. Якупов И.Я., Егоров Е.Л., Родионова И.И., Мироненко А.А., Искевич И.Г., Мирошниченко В.П., Сергейчев А.В. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 67–71.
6. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 84–98.
7. Усенко В.Ф., Шрейбер Е.И., Асмоловский В.С., Халимов Э.М. Использование новой методики для изучения влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. 1973. № 12. С. 22–25.

References

1. Shuvakov A.V., Lozin E.V. Polveka razrabotki Arlanskogo neftyanogo mestorozhdeniya: dostizheniya i problemy` [Half a Century of Arlanskoye Oil Field Development: Achievements and Challenges]. Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry], 2009, no. 9, pp. 94-97. (in Russian)
2. Lozin E.V. Razrabotka unikal'nogo Arlanskogo neftyanogo mestorozhdeniya vostoka Russkoj plity` [Development of Unique Arlanskoye Oil Field in the East of Russian Plate]. Ufa, BashNIPIneft Publ., 2012. 704 p. (in Russian)
3. Erokhin G.S., Nurov S.R., Vagizov A.M., Gareev A.T., Azarova T.P., Yakupov R.F. E`ffektivnost` sistemy` podderzhaniya plastovogo davleniya i puti ee sovershenstvovaniya na kashiro-podol'skix otlozheniyax Arlanskogo mestorozhdeniya [Efficiency of Pressure Maintenance System and Ways of Its Improvement in Kashiro-Podolsk Deposits of Arlanskoye Field]. Ekspozitsiya Neft Gaz [Oil and Gas Exposition], 2023, no. 7, pp. 44-48. (in Russian)
4. Syundyukov A.V., Khabibullin G.I., Trofimchuk A.S., Sagitov D.K. Metodika podderzhaniya optimal'noj geometrii texnogennoj treshshiny` putem regulirovaniya zakachki v

- nizkoproniczaemye kollektory` [Methodology for Maintaining Optimal Geometry of Induced Fracture by Injection Control in Low-Permeability Reservoirs]. Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry], 2022, no. 9, pp. 96-99. (in Russian)
5. Yakupov I.Ya., Egorov E.L., Rodionova I.I., Mironenko A.A., Iskevich I.G., Miroshnichenko V.P., Sergeychev A.V. Razrabotka nizkoproniczaemyx obektov Priobskogo mestorozhdeniya v usloviyakh obrazovaniya texnogennyx treshhin avtoGRP [Development of Low-Permeability Formations at Priobskoye Field Under Conditions of Induced Auto-Fracturing]. Ekspozitsiya Neft Gaz [Oil and Gas Exposition], 2022, no. 6, pp. 67-71. (in Russian)
6. Baykov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Vybor optimalnoj sistemy razrabotki dlya mestorozhdenij s nizkoproniczaemyimi kollektorami [Selection of Optimal Development System for Fields With Low-Permeability Reservoirs]. Neftegazovoye delo [Oil and Gas Business], 2011, no. 1, pp. 84-98. (in Russian)
7. Usenko V.F., Shreyber E.I., Asmolovsky V.S., Khalimov E.M. Ispolzovanie novoj metodiki dlya izucheniya vliyaniya plotnosti setki skvazhin na nefteotdachu [Application of New Methodology for Studying Well Spacing Influence on Oil Recovery]. Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry], 1973, no. 12, pp. 22-25. (in Russian)

Сведения об авторах

Ерохин Георгий Сергеевич, руководитель сектора, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1, корп.5
E-mail: ErokhinGS@bnipi.rosneft.ru

Бабкина Анна Андреевна, техник, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1, корп.5
E-mail: AA_Babkina@bnipi.rosneft.ru

Вагизов Азат Минзякиевич, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1, корп.5
E-mail: VagizovAM@bnipi.rosneft.ru

Нурлыгаянова Элина Римовна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1, корп.5
E-mail: ER_Nurlygayanova@bnipi.rosneft.ru

Нурров Салават Ринатович, зам. начальника управления, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1, корп.5
E-mail: NUROVSR@bnipi.rosneft.ru

Гареев Азат Тагирович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1, корп.5
E-mail: GareevAT@bnipi.rosneft.ru

Азарова Татьяна Петровна, менеджер по оптимизации заводнения, ПАО АНК «Башнефть»
Россия, 450077, Уфа, ул. Чернышевского, 115
E-mail: AzarovaTP1@bn.rosneft.ru

Якупов Рустем Фазылович, кандидат технических наук, зам. начальника управления по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча»
Россия, 450511, д. Мударисово, ул. Кураково промзона, 1, корп. 5
E-mail: YakupovRF3@bn.rosneft.ru

Хисамутдинов Азамат Тимиргалиевич, начальник отдела ГТМ с целью ППД,
ООО «Башнефть-Добыча»
Россия, 450511, д. Мударисово, ул. Кураково промзона, 1, корп. 5
E-mail: KhisamutdinovAT@bn.rosneft.ru

Authors

G.S. Erokhin, Head of the Sector, «RN-BashNIPIneft» LLC (Company of Rosneft Group)
86/1, Lenina St., Ufa, 450006, Russian Federation
E-mail: ErokhinGS@bnipi.rosneft.ru

A.A. Babkina, Technician, «RN-BashNIPIneft» LLC (Company of Rosneft Group)
86/1, Lenina St., Ufa, 450006, Russian Federation
E-mail: AA_Babkina@bnipi.rosneft.ru

A.M. Vagizov, Head of Department, «RN-BashNIPIneft» LLC (Company of Rosneft Group)
86/1, Lenina St., Ufa, 450006, Russian Federation
E-mail: VagizovAM@bnipi.rosneft.ru

E.R. Nurlygayanova, Main Specialist, «RN-BashNIPIneft» LLC (Company of Rosneft Group)
86/1, Lenina St., Ufa, 450006, Russian Federation
E-mail: ER_Nurlygayanova@bnipi.rosneft.ru

S.R. Nurov, Deputy Head of Directorate, «RN-BashNIPIneft» LLC (Company of Rosneft Group)
86/1, Lenina St., Ufa, 450006, Russian Federation
E-mail: NUROVSR@bnipi.rosneft.ru

A.T. Gareev, Head of Directorate, «RN-BashNIPIneft» LLC (Company of Rosneft Group)
86/1, Lenina St., Ufa, 450006, Russian Federation
E-mail: GareevAT@bnipi.rosneft.ru

T.P. Azarova, Manager of waterflooding system, ANK «BASHNEFT» PJSC
115, Chernyshevskogo St., Ufa, 450077, Russian Federation
E-mail: AzarovaTP1@bn.rosneft.ru

R.F. Yakupov, Candidate of Technical Sciences, Deputy Head of the Field Development Directorate, «Bashneft-Dobycha» LLC
1, Kuraskovo promzona St., Mudarisovo, 450511, Russian Federation
E-mail: YakupovRF3@bn.rosneft.ru

A.T. Khisamutdinov, Head of the Department of Geological and Technical Actions for Maintaining Reservoir Pressure, «Bashneft-Dobycha» LLC
1, Kuraskovo promzona St., Mudarisovo, 450511, Russian Federation
E-mail: KhisamutdinovAT@bn.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 20.09.2025
Принята к публикации 15.12.2025
Опубликована 30.12.2025*