

УДК 539.3+539.374; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-3.22>
orcid.org/0000-0001-7331-1633
orcid.org/0000-0001-9879-8724
orcid.org/0000-0002-1749-6511

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ



Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹,
 доктор технических наук,
 профессор,
g.moldabayeva@satbayev.university



Г.Б. ДУЗБАЕВА²,
 докторант,
G.Duzbayeva@kmge.kz



Ш.П. ТУЗЕЛБАЕВА¹,
 PhD доктор,
s.tuzelbayeva@satbayev.university

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Республика Казахстан, Z05H9E8, г. Астана, ул. Кунаева, блок» Б", д. 8

Оптимизация системы разработки месторождений Казахстана на поздней стадии разработки крайне важна для поддержания стабильного уровня добычи нефти и обеспечения экономической эффективности нефтяной отрасли страны. Большинство зрелых месторождений эксплуатируются с XX века, при этом переход на позднюю разработки сопровождается снижением добычи и ростом обводнённости, что зачастую влечет ухудшение качества остаточной нефти и увеличение доли трудноизвлекаемых запасов. Более того, в условиях приближения к порогу рентабельности спектр осуществляемых методов увеличения нефтеотдачи значительно сокращается, что усложняет задачу выбора эффективного способа увеличения коэффициента нефтеотдачи. Помимо проблем, связанных с эксплуатацией скважин на поздней стадии разработки, немало трудностей возникает по причине геологических особенностей, вызванных разрывными нарушениями, неоднородностью коллектора, а также флюидальной моделью. Эти факторы существенно осложняют равномерное вытеснение нефти из пласта, ввиду чего необходим комплексный подход к решению проблем разработки. В настоящей работе рассмотрены пути решения вышеотмеченных проблем на примере высоковязкого месторождения позд-

ней стадии разработки, путем рассмотрения различных вариантов и расчета добычи нефти на гидродинамической модели.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: полимерное заводнение, высоковязкая нефть, гидродинамическая модель, соотношение подвижностей, эффективное вытеснение.

ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ КЕН ОРНЫНДА ПОЛИМЕРЛІ СУ БАСУДЫ ІСКЕ АСЫРУДЫҒ ОҒТАЙЛЫ БАҒДАРЛАМАСЫН ТАҢДАУ

Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹, техника ғылымдарының докторы, профессор,
moldabayeva@satbayev.university

Г.Б. ДҰЗБАЕВА², докторант, G.Duzbayeva@kmge.kz

Ш.Р. ТҰЗЕЛБАЕВА¹, PhD доктор, оқытушы, s.tuzelbayeva@satbayev.university

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ, Сәтбаев к., 22

²ЖШС “ҚМГ ИНЖИНИРИНГ”

Қазақстан Республикасы, Z05H9E8, Астана қ., Қонаев к., «Б» блок, 8 үй

Қазақстанның кен орындарын игерудің кеш сатысында игеру жүйесін оңтайландыру мұнай өндірудің тұрақты деңгейін ұстап тұру және елдің мұнай саласының экономикалық тиімділігін қамтамасыз ету үшін аса маңызды. Жетілген кен орындарының көпшілігі ХХ ғасырдан бастап пайдаланылуда, ал кеш игеруге көшу өндірістің төмендеуімен және суланудың өсуімен қатар жүреді, бұл көбінесе қалдық мұнай сапасының нашарлауына және өндірілуі қиын қорлардың үлесінің артуына әкеледі. Сонымен қатар, рентабельділік шегіне жақындаған жағдайда, мұнай өндіруді ұлғайтудың жүзеге асырылатын әдістерінің спектрі айтарлықтай азаяды, бұл мұнай беру коэффициентін арттырудың тиімді әдісін таңдау міндетін қиындатады. Ұңғымаларды кеш игеру кезеңінде пайдалануға байланысты проблемалардан басқа, жарылғыш бұзылулардан, коллектордың гетерогенділігінен, сондай-ақ сұйықтық моделінен туындаған геологиялық ерекшеліктерге байланысты көптеген қиындықтар туындайды. Бұл факторлар мұнайдың қабаттан біркелкі шығуын едәуір қиындатады, сондықтан даму мәселелерін шешуге кешенді көзқарас қажет. Бұл жұмыста гидродинамикалық модельде мұнай өндірудің әртүрлі нұсқаларын қарастыру және есептеу арқылы игерудің соңғы сатысындағы жоғары тұтқырлықты кен орнының мысалында жоғарыда аталған мәселелерді шешу жолдары қарастырылған.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: полимер, жоғары тұтқыр мұнай, игерудің кеш кезеңі, мұнай шығару коэффициенті.

SELECTION OF THE OPTIMAL PROGRAM FOR THE IMPLEMENTATION OF POLYMER FLOODING IN A FIELD WITH HIGH-VISCOSITY OIL

G.Zh. MOLDABAYEVA¹, Doctor of technical science, professor, g.moldabayeva@satbayev.university

G.D. DUZBAYEVA², doctoral student, G.Duzbayeva@kmge.kz

Sh.R. TUZELBAYEVA¹, Doctor PhD, s.tuzelbayeva@satbayev.university

¹SATBAYEV UNIVERSITY

22 Satpayev str., 050000, Almaty, Republic of Kazakhstan

²SRI “KMG ENGINEERING”

Kunaev str., Block "B", 8, Z05H9E8, Astana, Republic of Kazakhstan

Optimizing the development system of Kazakhstan's mature oil fields is extremely important in maintaining a stable level of oil production and ensuring the economic efficiency of the country's oil industry. Most mature fields have been exploited since the 20th century, while the transition to late development is accompanied by a decrease in production and an increase in water cut, which often leads to a deterioration in the quality of residual oil and an increase of hard-to-recover reserves. Moreover, as we approach the profitability threshold, the range of available methods for increasing oil recovery is significantly reduced, which complicates the task of choosing an effective method for increasing the oil recovery factor. In addition to the problems associated with the operation of wells at a late stage of development, many difficulties arise due to geological features caused by discontinuities, reservoir heterogeneity, and the fluid model. These factors significantly complicate the uniform displacement of oil from the reservoir, which is why an integrated approach to solving development problems is necessary. This paper examines ways to solve the above problems using the example of a high-viscosity field at a late stage of development, by considering various options and calculating oil production using a hydrodynamic model

KEYWORDS: polymer flooding, high-viscosity oil, hydrodynamic model, mobility ratio, effective displacement.

Введение. В 2022 г на международной научно-практическую конференцию на тему «Перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (ХМУН) на поздней стадии разработки» вице-министром энергетики Республики Казахстан была отмечена необходимость совершенствования системы разработки зрелых месторождений. Каждое пятое месторождение страны находится на поздней стадии с высокой выработанностью, до 70%, разработки и данное соотношение в дальнейшем будет расти. [1] В условиях высокой обводненности, неравномерности вытеснения, наличия промытых каналов фильтрации, основная трудность заключается в необходимости использования дорогостоящих и сложных технологий для извлечения остаточных запасов нефти при снижении экономической эффективности. Для успешного увеличения нефтеотдачи требуется комплексный подход, включающий современные методы мониторинга, математическое моделирование и внедрение эффективных технологий повышения нефтеотдачи адаптированных к условиям высокой обводненности. Одним из решений перераспределения потоков для рационального вытеснения остаточной нефти является применение химических МУН, в частности полимерного заводнения, являющегося одним из наиболее эффективных методов. [2] Для успешной реализации метода необходимо учитывать геолого-технические условия месторождения и оптимизировать состав полимерного раствора под конкретные условия пласта. Полимерное заводнение используется больше 40 лет, позволяя извлекать труднодоступные запасы углеводорода вплоть до 30% от начальных извлекаемых запасов. [3] Закачка полимерных растворов благоприятно воздействует на коэффициент подвижности (М), определяемое по формуле:

$$M = \frac{\lambda_{\text{вытесняющая фаза}}}{\lambda_{\text{вытесняемая фаза}}} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w}$$

Где:

М – коэффициент подвижности;

$\lambda_{\text{вытесняющая фаза}}$ – подвижность вытесняющего агента;
 $\lambda_{\text{вытесняемая фаза}}$ – подвижность вытесняемого агента;
 k_{rw} – относительная проницаемость по воде;
 μ_w – вязкость воды;
 μ_o – относительная проницаемость по нефти;
 μ_o – вязкость нефти.

При этом, значение коэффициента подвижности менее 1 свидетельствует о благоприятном соотношении подвижностей, так как вода менее подвижна по сравнению с нефтью, и способна вытеснить углеводород более эффективно, в обратном случае, при значениях более единицы, ввиду высокой подвижности вода прорывается, образуя языки и оставляя большое количество запасов нефти невовлеченное в процесс вытеснения как показано на *рисунке 1*, что зачастую происходит на месторождениях с высокой вязкостью, где соотношение вязкостей фаз неблагоприятно влияет коэффициент подвижности. [4] При полимерном заводнении происходит загущение воды с увеличением ее вязкости, что приводит к стремлению отношения вязкостей вытесняющей и вытесняемой фаз к единице, за счет чего, как видно из *рисунка 2*, обеспечивается равномерный фронт вытеснения.

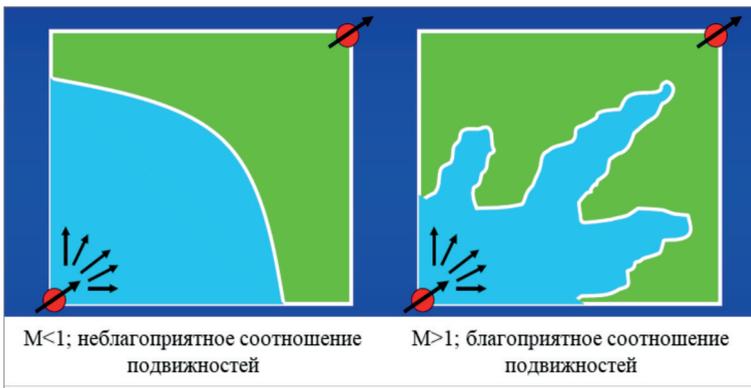


Рисунок 1 – Процесс вытеснения при различных коэффициентах подвижностей

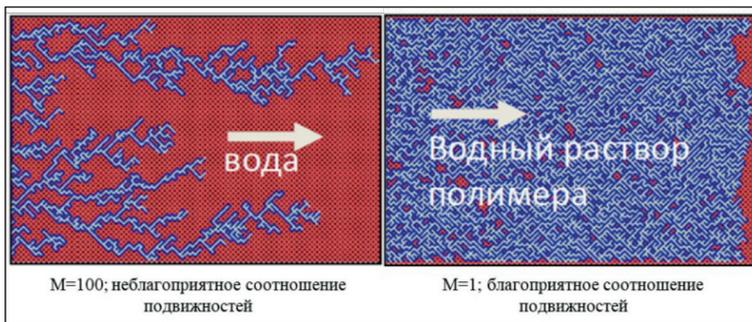


Рисунок 2 – Влияние применения полимера при заводнении на равномерность фронта вытеснения

Сведения о месторождении. Месторождение «N» сложенное пластовыми, сводовыми, тектонически и частично экранированными залежами, было открыто в 1981 г.

Структура “N” по данным сейсмических исследований 3Д является межкупольной и расположена в зоне почти полного отсутствия соленосной толщи кунгурского яруса. Нефтеносность месторождения связана с апт-неокомским и неокомским горизонтами. В качестве основного выделен II-неокомский горизонт, геолого-физические характеристики которого представлены в *таблице 1*.

Таблица 1 – Исходные геолого-физические характеристики

Параметры	Горизонт
	II неоком
Средняя глубина залегания, м	906
Тип коллектора	Поровый
Средняя общая толщина, м	20,2
Пористость средневзвешенная, доли ед.	0,28
Нефтенасыщенность средневзвешенная, доли ед.	0,61
Проницаемость по ГДИС, мД	685
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,84
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,4
Начальная пластовая температура, °С	38,9
Начальное пластовое давление, МПа	10,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	21,5
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,79
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,895
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,164
Содержание серы в нефти, %	0,4
Содержание парафина в нефти, %	0,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,6
Газосодержание нефти, м ³ /т	31,3
Плотность воды в пласт. условиях, г/см ³	1,091
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	33,19
Минерализация вод, г/дм ³	134,6

Месторождение находится на поздней стадии разработки и характеризуется высоким уровнем обводненности, свыше 93%, и низкими дебитами нефти ниже 3 т/сут, при начальных 35. При этом согласно анализу по оценке вовлеченных запасов путем построения характеристик вытеснения согласно методикам Назарова С.Н. и Сипачева Н.В, зависимость накопленной добычи от Ln(BHФ), зависимость удельной добычи от накопленной, Максимова М.И. [5-10] В результате построенных зависимостей определены вовлеченные запасы, которые предполагается будут достигнуты при дальнейшем продолжении системы разработки текущим фондом скважин. Данные методики предполагают определение вовлеченных запасов нефти к конечной стадии разработки с учетом сложившейся системы разработки при текущем фонде добывающих скважин. Вовлеченные в разработку запасы превышают утвержденное значение начальных извлекаемых запасов на 437 тыс.т, что свидетельствует о потенциале пробуренных скважин, который можно реализовать применяя методы увеличения нефтеотдачи. Ввиду высокой вязкости нефти, фронт вытеснения нефти водой, в частности, на поздней стадии разработки выделяются

проблемы обводнения продукции, так как на месторождении система поддержания пластового давления введена практически с начала разработки, пути движения воды от нагнетательных скважин проходят по промытым каналам с большей скоростью, что приводит к разным длинам линий тока. [11] Данное явление ведет к неэффективной закачке, ввиду того что запасы нефти не участвуют в процессе вытеснения и остаются как трудноизвлекаемые. В условиях промытых высокопроводящих каналов, решением улучшения эффективности заводнения является применение полимерных растворов, способных увеличить вязкость воды, закупорить высокопроводящие каналы с предотвращением языкообразования и создания равномерного поршневого вытеснения.

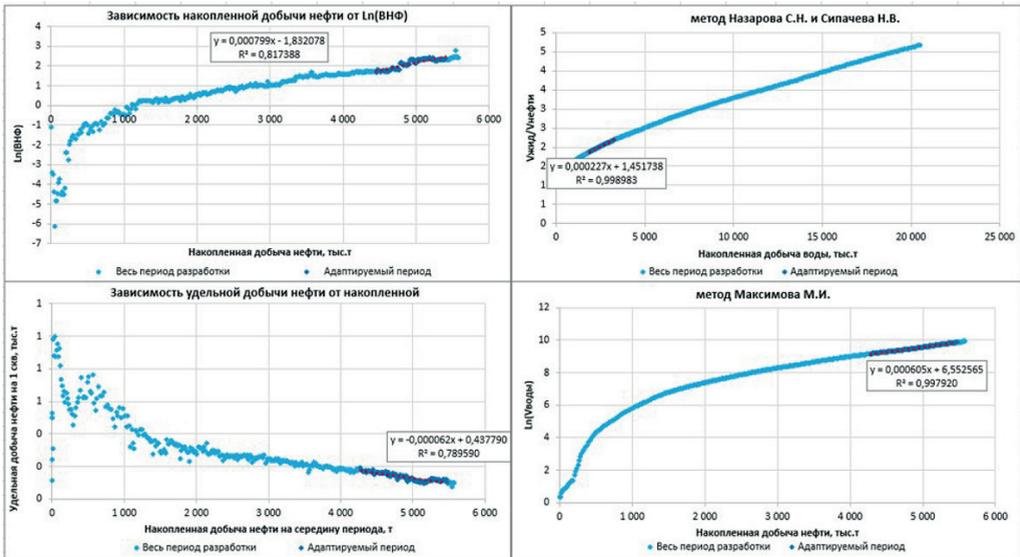


Рисунок 3 – Характеристики вытеснения месторождения «N»

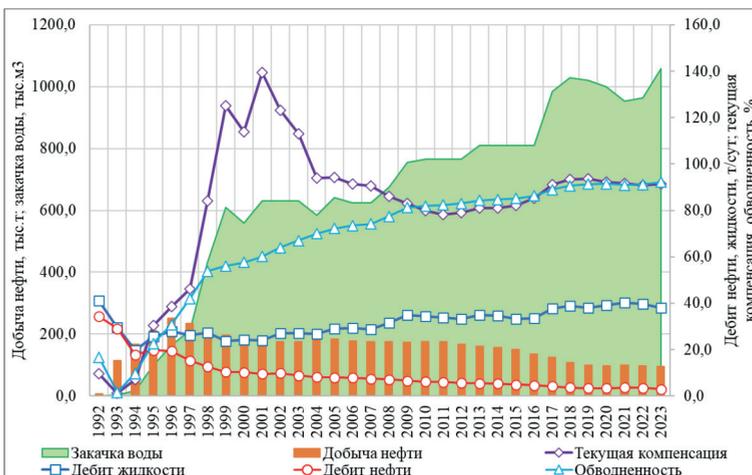


Рисунок 4 – График разработки месторождения «N»

Материалы и методы исследования. Для расчета показателей разработки использована гидродинамическая модель месторождения «N», структурная модель которой представлена на рисунке 5, с общим количеством ячеек 2162048 и размером ячеек 35х35.

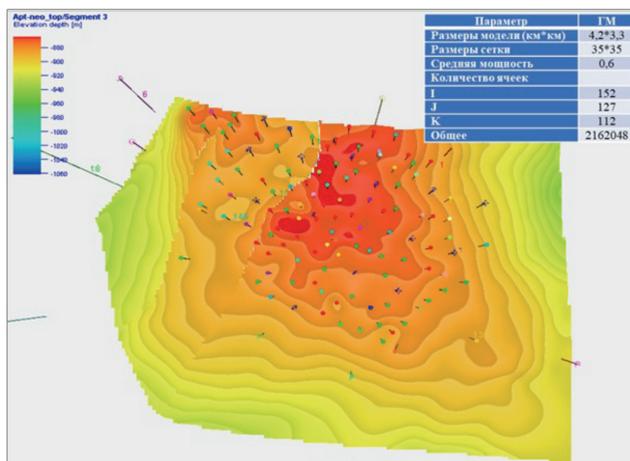


Рисунок 5 – Структурная модель месторождения «N»

Для получения трехмерного распределения проницаемости был проведен анализ зависимости данного параметра от пористости с использованием исследований ядра месторождения. В следствии высокой гетерогенности пласта и неравномерно распределенных как по площади, так и по глубине фациальных литотипов, для качественного воспроизведения истории разработки была принята зависимость проницаемости от пористости, отображенная на рисунке 6 и рассчитанная по формуле:

$$K_{пр} = 11,8569 * e^{14.3912Kп}$$

На основе вышеуказанной зависимости построен куб проницаемости по направлениям X и Y, представленный на рисунке 7. Средняя проницаемости модели составляет 685,7 мД, гистограмма распределения которой отображена на рисунке 8.

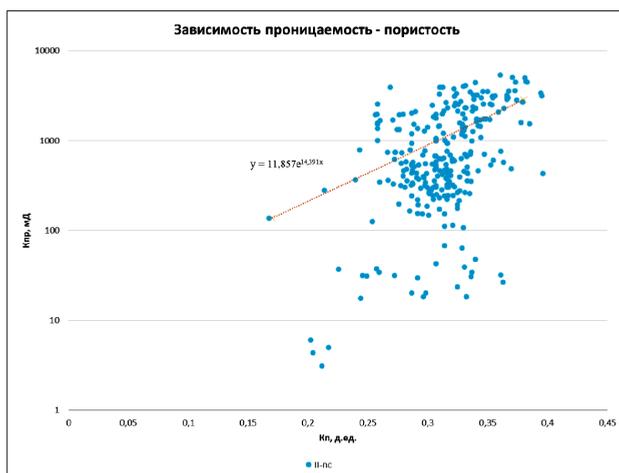


Рисунок 6 – Зависимость проницаемости от пористости

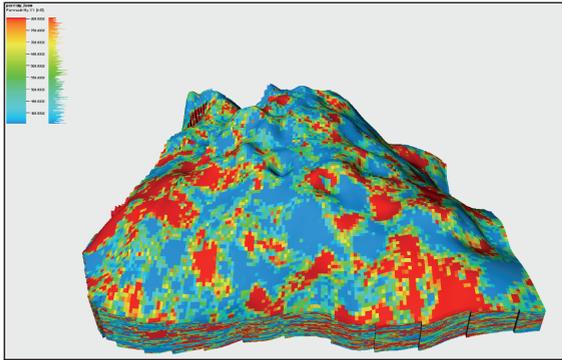


Рисунок 7 – Куб проницаемости

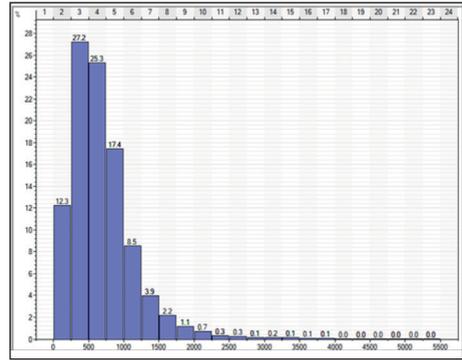


Рисунок 8 – Гистограмма распределения проницаемости

Для моделирования PVT-свойств, отображенных на *рисунке 9*, использовался Eclipse Office PVT, позволяющий, используя данные физико-химических исследований нефти, газа и воды, которые вводятся при помощи таблиц и определяющих диапазон возможных изменений в процессе моделирования, создать модель пластовых флюидов. В зависимости от качества и количества исследований это позволяет реализовать реальные условия резервуара. Характеристика пластовой нефти исследуемого объекта представлена в *таблице 2*, нефть продуктивных горизонтов характеризуется как средняя по плотности, сернистая, малосмолистая, малопарафинистая и маловязкая. На *рисунках 10-12* представлено сопоставление модельных значений давления насыщения, вязкости и газосодержания с лабораторными значениями, которые показывают хорошую сходимость.

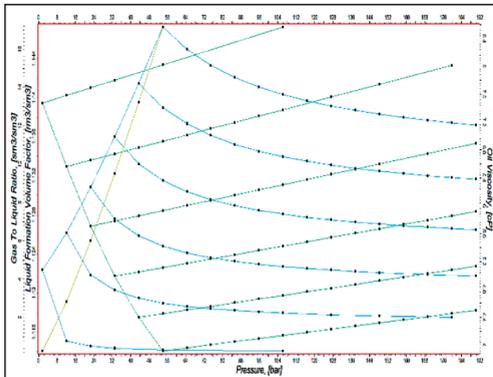


Рисунок 9 – PVT – модель

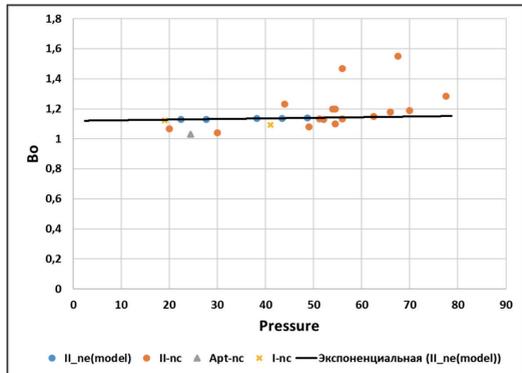


Рисунок 10 – Зависимость газосодержания от давления насыщения

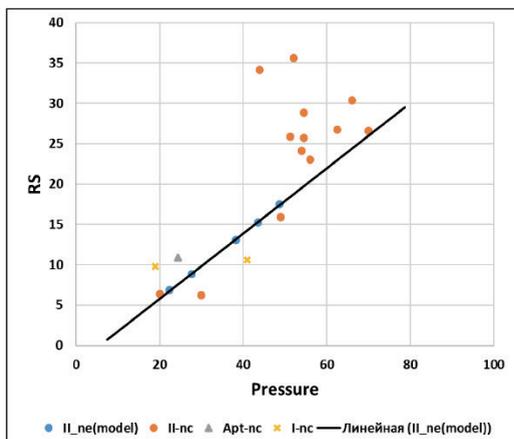


Рисунок 11 – Зависимость объемного коэффициента от давления насыщения

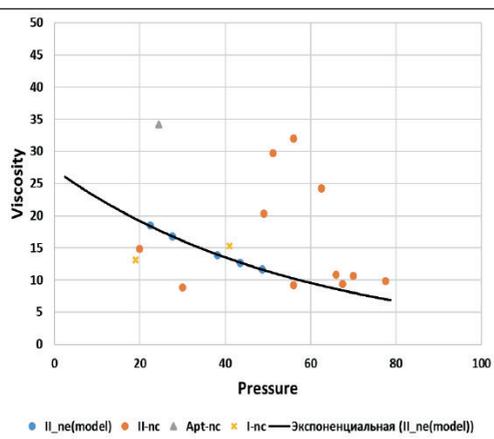


Рисунок 12 – Зависимость вязкости от давления насыщения

Таблица 2 – Среднее значение параметров пластовой нефти

Параметры	Основной объект
Пластовое давление. МПа	8,92
Давление насыщения газом. МПа	5,67
Газосодержание. м ³ /т	30,62
Объемный коэффициент. д.ед.	1,162
Плотность. кг/м ³	816
Вязкость. мПа*с	27,34
Пластовая температура. °С	38,58

При адаптации гидродинамической модели, значения по относительным фазовым проницаемостям модифицировались. Кривые относительных фазовых проницаемостей, представленные на *рисунке 13*, строились по корреляции Corey в ПО Petrel.

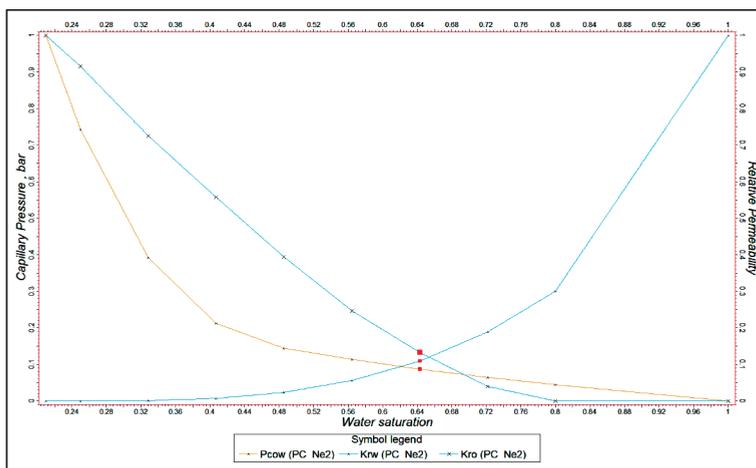


Рисунок 13 – Зависимость относительной фазовой проницаемости от водонасыщенности в системе вода-нефть в модели

Адаптация гидродинамической модели производилась по контролю дебита жидкости. Как видно из *рисунка 14* гидродинамическая модель хорошо сааптирована с фактическими данными, что показывает незначительная разница между сплошной линией, отображающей результаты ГГДМ и точечной линией, представляющей фактические данные. Как показано на кросс-плоте, отображенном на *рисунке 15*, большинство скважин соответствует требованиям разницы между расчётным вариантом и историческим.



Рисунок 14 – График адаптации добычи жидкости и нефти

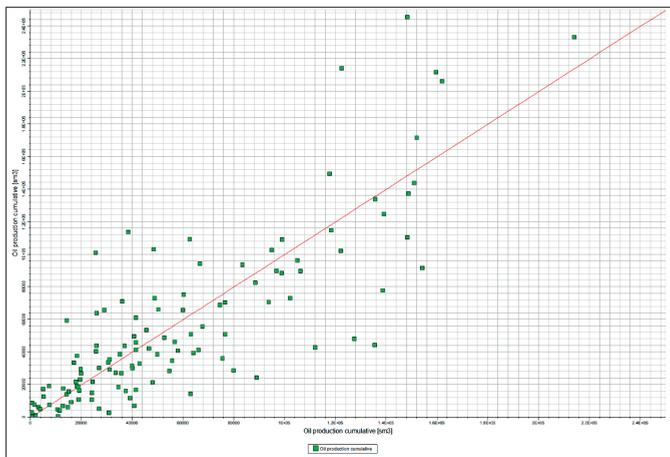


Рисунок 15 – Кросс-плот по накопленной добыче нефти

Для оценки эффективности технологии полимерного заводнения было рассмотрено 3 варианта разработки, описание которых представлено в таблице 3. При этом первый вариант предполагает бурение 5 скважин с целью вовлечения в разработку запасов, сосредоточенных в зонах сосредоточения остаточных нефтенасыщенных толщин. 2 вариант, в качестве альтернативы бурению, рассматривает закачку поли-

мера в 6 скважин, с концентрацией 1950 ppm, расположенных в непосредственной близости к добывающим скважинам, вокруг которых сосредоточены остаточные нефтенасыщенные толщины. Продвижение полимерного раствора позволит создать равномерный фронт вытеснения и вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы. В 3 варианте рассмотрено сокращение количества скважин участвующих в полимерном заводнении, с увеличением концентрации закачиваемых полимерных растворов.

Таблица 3 – Описание рассмотренных вариантов разработки

Вариант	Описание
0 вариант	Базовая добыча существующей системы разработки
1 вариант	Бурение 5 добывающих вертикальных скважин
2 вариант	Полимерное заводнение в 6 скважинах с концентрацией 1950 ppm
3 вариант	Полимерное заводнение в 3 скважинах с концентрацией 2300 ppm

Закачка трассера была задана ключевым словом WPOLYMER, для отслеживания продвижения полимера также задана закачка трассера, при помощи ключевого слова WTRACER.

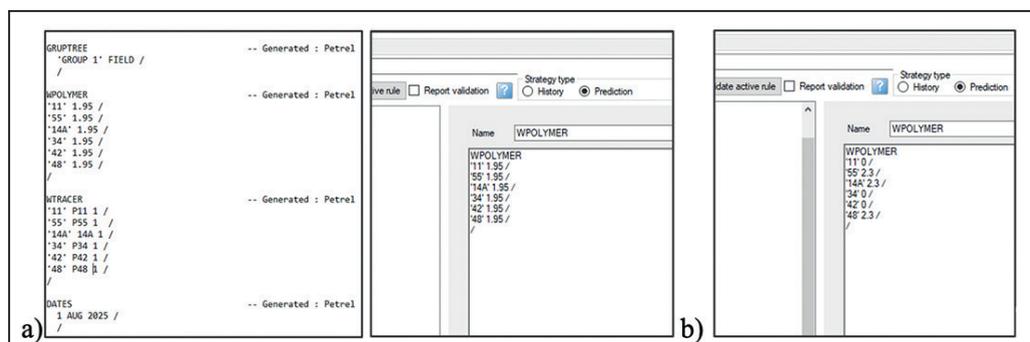


Рисунок 16 – Моделирование закачки трассера: а) с концентрацией 1950 ppm б) с концентрацией 2300 ppm

Результаты и обсуждение. Согласно проведенным расчетам, при реализации 1 варианта наблюдается скачкообразное увеличение дебита нефти в период разбуривания, однако, в дальнейшем темпы падения резко увеличиваются с увеличением обводненности. Два варианта с закачкой полимера демонстрируют идентичные с базовым вариантом дебиты нефти в первые годы, с последующим значительным снижением темпов падения нефти (рисунок 17).

Накопленные показатели 2 и 3 вариантам, в рамках которых реализуется полимерное заводнение характеризуются большим ростом относительно первого варианта, предполагающего ввод скважин из бурения, что свидетельствует об эффективности применения полимерного заводнения и возможности использования данного метода в качестве альтернативы бурению скважин. Бурение новых скважин, хоть и является эффективным способом вовлечения в разработку остаточных запасов, не решает основную проблему разработки месторождения, заключающуюся в высо-

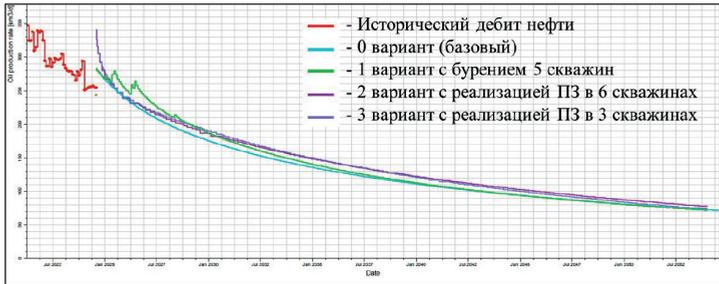


Рисунок 17 – График дебитов нефти по рассчитанным вариантам

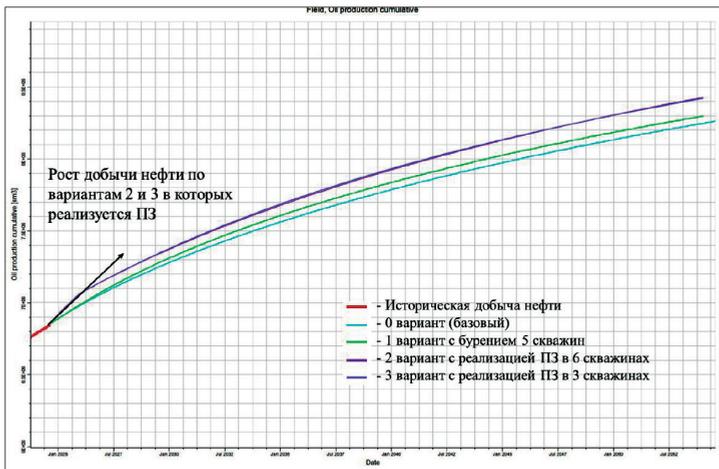


Рисунок 18 – График накопленной добычи по рассчитанным вариантам

кой обводненности. Как показывают показатели обводненности по рассчитанным вариантам, при бурении новых скважин значительно увеличивается темп обводнения, как показано на *рисунке 19*.



Рисунок 19 – График обводненности по рассчитанным вариантам

Как видно из *рисунка 20*, на начало расчета 01.08.2024г на месторождении наблюдаются сгустки остаточных запасов, которые необходимо дренировать в условиях высокой обводненности, при бурении новых скважин отобраны запасы в районах данных скважин, при полимерном заводнении в разработку вовлечены трудноизвлекаемые запасы нефти практически по всей площади месторождения. При моделировании закачки полимера, для отслеживания его продвижения, задано ключевое слово закачки трассера, распространение которого по 2 варианту представлено на *рисунке 21*.

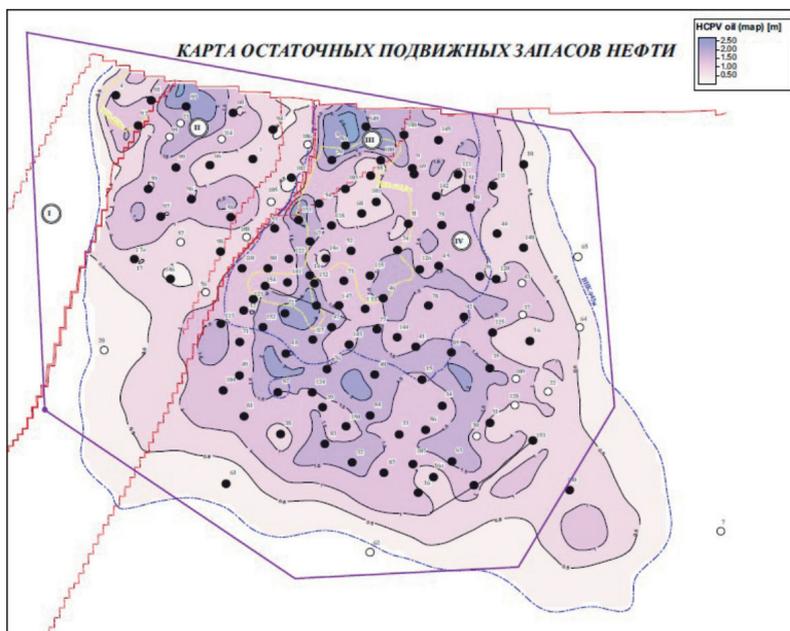


Рисунок 20 – Карта остаточных подвижных запасов нефти на дату начала расчета 01.08.2024 г

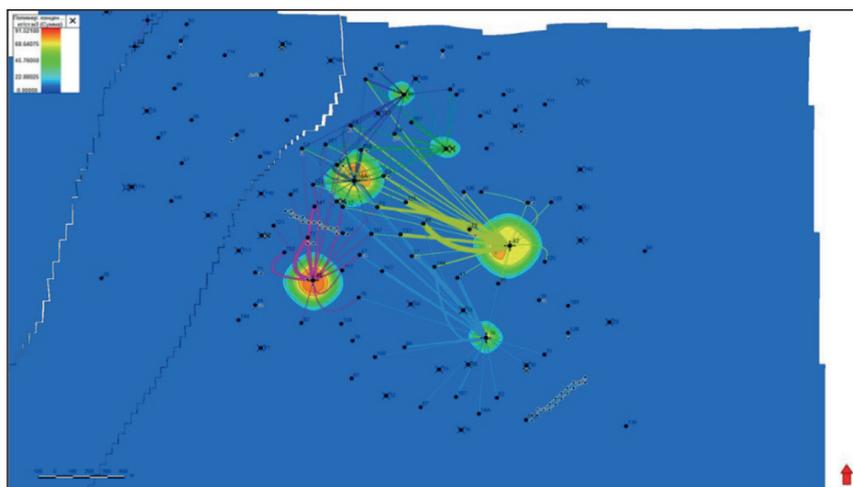


Рисунок 21 – Карта распространения полимера от нагнетательных скважин

При осуществлении 3 варианта разработки, в рамках которого уменьшено количество скважин, но увеличена концентрация полимера, накопленная добыча нефти незначительно отличается от 2 варианта, при этом вовлекаются в разработку отдельные участки, в районе 3 скважин с более полным извлечением остаточной нефти. На конец расчетного периода 2054 г 2 вариант, предполагающий применение полимерного заводнения с более полной степени, обеспечивает извлечение остаточных и труднодоступных запасов.

Таблица 4 – Результаты расчета накопленной добычи нефти по вариантам

Вариант	Добыча нефти, тыс.т	
	Накопленная	Дополнительная
0 вариант	7 178,0	
1 вариант	7 221,5	43,5
2 вариант	7 333,7	155,7
3 вариант	7 327,6	149,6

Вывод. В рамках оптимизации системы заводнения на месторождении с высоковязкой нефтью, на поздней стадии разработки, реализация полимерного заводнения эффективнее дальнейшего разбуривания залежи, так как данный метод увеличения нефтеотдачи способствует вовлечению в разработку труднодоступных запасов. При сравнении вариантов разработки, предполагающих уплотняющее бурение и организацию полимерного заводнения, последние позволили достичь наибольшие уровни дополнительной добычи нефти. По результатам построения характеристик вытеснения, месторождение обладает остаточными запасами, дренируемыми текущим фондом, однако в силу длительного срока работы нагнетательных скважин и неблагоприятного соотношения подвижностей, большая их часть является труднодоступной. Применение методов увеличения нефтеотдачи крайне важно на поздней стадии разработки, для продления «жизни» месторождения. По результатам расчета вариантов на гидродинамической модели вариант с бурением 5 добывающих скважин продемонстрировал быстрое снижение дебитов нефти и рост обводненности. Варианты же с реализацией ПЗ, позволили не только замедлить темпы падения нефти, но и уменьшить обводненность продукции, что решает основную проблему разработки месторождения. При этом, разработка согласно варианту с организацией полимерного заводнения в меньшем количестве скважин (3 единицы), но с большей концентрацией в 2300 ppm является менее эффективной в сравнении с размещением нагнетательных скважин по всей площади месторождения в зонах сосредоточения остаточных запасов около добывающих скважин, в которые будет закачан полимер. 📍

Благодарность. Данная статья была выполнена при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (№ AP22682919 «Научно -технические основы мониторинга применения полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи на месторождениях Республики Казахстан»).

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Международные эксперты обсудили на форуме в Астане методы интенсификации нефтедобычи на зрелых месторождениях Казахстана. Сайт АО Национальной компании «КазМунайГаз» [Электрон. ресурс] – URL: https://www.kmg.kz/ru/press-center/press-releases/mezhdunarodnye-eksperty-obsudili-na-forume-v-astane-metody-intensifikacii-neftedobychi-na-zrelykh-mestorozhdeniyakh-kazahstana/?sphrase_id=25296 (дата обращения 16.12.2024). [Mezhdunarodnyye eksperty obsudili na forume v Astane metody intensivifikatsii neftedobychi na zrelykh mestorozhdeniyakh Kazakhstana. Sayt AO Natsionalnoy kompanii «KazMunayGaz» [Elektron. resurs] – URL: https://www.kmg.kz/ru/press-center/press-releases/mezhdunarodnye-eksperty-obsudili-na-forume-v-astane-metody-intensifikacii-neftedobychi-na-zrelykh-mestorozhdeniyakh-kazahstana/?sphrase_id=25296 (data obrashcheniya 16.12.2024).]
- 2 Wahyu Hidayat and Nasser AlMolhem, Saudi Aramco. Polymer Flooding Simulation Modeling Feasibility Study: Understanding Key Aspects and Design Optimization // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 2019. SPE-194774-MS. – PP. 2. <https://doi.org/10.2118/194774-MS>
- 3 A.Z. Abidin, T. Puspasari, and W.A. Nugroho. Polymers For Enhanced Oil Recovery Technology. // Procedia Chemistry. – 2012. – V. 4. – P. 11. DOI:10.1016/j.proche.2012.06.002
- 4 J. S. Aronofsky. Mobility Ratio - Its Influence on Flood Patterns During Water Encroachment. // J. Petrol. Technol. – 1952. – V. 4. – P. 15. <https://doi.org/10.2118/132-G>.
- 5 Максимов М.И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой. – М.: Геология нефти и газа, 1959. № 3. – С. 42 – 47. [Maksimov M.I. Metod podscheta izvlekayemykh zasposv nefti v konechnoy stadii ekspluatatsii neftyanykh plastov v usloviyakh vytesneniya nefti vodoy. – M.: Geologiya nefti i gaza. 1959. № 3. – S. 42 – 47.]
- 6 Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей. – М.: Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 1972. № 10. – С. 41 – 45. [Nazarov S.N.. Sipachev N.V. Metodika prognozirovaniya tekhnologicheskikh pokazateley na pozdney stadii razrabotki neftyanykh zalezhey. – M.: Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz. 1972. № 10. – S. 41 – 45.]
- 7 Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М.: Недра, 1973. – С. 238. [Sazonov B.F. Sovershenstvovaniye tekhnologii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy pri vodonapornom rezhime. – M.: Nedra. 1973. – S. 238.]
- 8 Пирвердян А.М., Никитин П.И., Листенгартен Л.Б., Данелян М.Г. К вопросу о прогнозе добычи нефти и попутной воды при разработке слоисто-неоднородных коллекторов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1970. № 11. С. 19 – 22. [Pirverdyan A.M.. Nikitin P.I.. Listengarten L.B.. Danelyan M.G. K voprosu o prognoze dobychi nefti i poputnoy vody pri razrabotke sloisto-neodnorodnykh kollektorov // Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo. – 1970. № 11. S. 19 – 22.]
- 9 Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1974. № 3. С. 22 – 24. [Kambarov G.S.. Almamedov D.G.. Makhmudova T.Yu. K opredeleniyu nachalnogo izvlekayemogo zapasa neftyanogo mestorozhdeniya // Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo. – 1974. № 3. S. 22 – 24.]
- 10 Гарб Ф.А. Расчеты динамики падения добычи по данным обводненности добываемой продукции // Инженер-нефтяник. – 1978. № 7. – С. 21 – 25. [Garb F.A. Raschety dinamiki padeniya dobychi po dannym obvodnennosti dobyvayemoy produktsii // Inzhener-nefyanik. – 1978. № 7. – S. 21 – 25.]
- 11 В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра, 2003. – С. 502. [V. D. Lysenko. V. I. Grayfer. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. Proyektirovaniye i analiz. – M.: Nedra. 2003. – S. 502.]