

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2023, Том 15, № 1 / 2023, Vol. 15, Iss. 1 <https://esj.today/issue-1-2023.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/38NZVN123.pdf>

Ссылка для цитирования этой статьи:

Шакурова, А. Ф. Учет неоднородности по проницаемости продуктивных пластов при планировании гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях месторождения N / А. Ф. Шакурова, А. Ф. Шакурова // Вестник евразийской науки. — 2023. — Т. 15. — № 1. — URL: <https://esj.today/PDF/38NZVN123.pdf>

For citation:

Shakurova A.F., Shakurova A.F. Consideration of heterogeneity in the permeability of productive formations when planning hydrodynamic methods for increasing oil recovery in the conditions of the N field. *The Eurasian Scientific Journal*. 2023; 15(1): 38NZVN123. Available at: <https://esj.today/PDF/38NZVN123.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.)

Шакурова Алсу Фагимовна

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Институт нефти и газа, Октябрьский, Россия
Доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Кандидат технических наук, доцент
E-mail: alsu0017@mail.ru

РИНЦ: https://www.elibrary.ru/author_profile.asp?id=582081

Шакурова Айгуль Фагимовна

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Институт нефти и газа, Октябрьский, Россия
Доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Кандидат технических наук, доцент
E-mail: afagim@mail.ru

РИНЦ: https://www.elibrary.ru/author_profile.asp?id=659854

Учет неоднородности по проницаемости продуктивных пластов при планировании гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях месторождения N

Аннотация. В статье представлены результаты исследования влияния комплексного параметра неоднородности пластов по проницаемости на эффективность реализации гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. На современном этапе нефтяной промышленности одним из актуальных вопросов планирования геолого-технических мероприятий является точный прогноз дополнительного прироста дебита нефти в результате воздействия на продуктивный пласт. Со вступлением многих месторождений в заключительные стадии разработки, данная задача приобретает первостепенное значение для успешного достижения проектных показателей коэффициента извлечения нефти. Учитывая результаты многолетних исследований в области повышения эффективности реализации мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов в условиях нефтяных объектов установлено, что учет комплексного параметра неоднородности по проницаемости геологического разреза является ключевым этапом при определении технологического эффекта методов увеличения нефтеотдачи пластов. На основе элементов математического моделирования и использования корреляционных кривых были выделены перспективные участки, в условиях которых будет предварительно спрогнозирована эффективность операций по повышению нефтеотдачи пластов совместно с учетом комплексной неоднородности по проницаемости продуктивных

пластов. Таким образом, на основе представленных результатов подтверждена необходимость учета комплексного параметра неоднородности по проницаемости продуктивных пластов при планировании геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: продуктивные пласты; гидродинамические методы повышения нефтеотдачи; неоднородность по проницаемости; нестационарное заводнение; геолого-технические мероприятия; четырехслойная модель объекта

Введение

Современный вектор развития нефтяной промышленности Российской Федерации направлен на достижение проектных показателей коэффициента извлечения нефти в условиях крупных месторождений. Это реализуется путем интегрирования в процесс разработки объекта различных геолого-технических мероприятий, направленных на проведение работ по интенсификации добычи полезных углеводородов воздействием на продуктивные пласты и реализацией операций по усовершенствованию с точки зрения технико-экономических составляющих подъема жидкости с забоя на устье скважины. Учитывая тот факт, что энергетическое состояние залежей крупных нефтяных месторождений характеризуется стремительным ухудшением, подбор необходимого перечня геолого-технических мероприятий (ГТМ) для увеличения добываемых возможностей скважин должен представлять собой комплекс многофакторного анализа промыслового материала (включая историю разработки месторождения), лабораторных и практических исследований, направленных на объективный прогноз технологического эффекта от реализации воздействия на нефтенасыщенную толщину.

Стоит отметить, что вопросы внедрения в производственный процесс эффективных методов интенсификации углеводородов на протяжении более четверти века является актуальным и важным направлением для работ ученых и инженерно-технического состава нефтедобывающих предприятий. На сегодняшний день развитию геолого-технических мероприятий способствуют многочисленные экспериментальные операции в условиях реальных нефтяных месторождений с целью усовершенствования методов и средств, используемых при проведении геолого-технических мероприятий. Ещё одной причиной усиленной концентрации внимания со стороны недропользователей на задачах повышения проницаемости пластов и, следовательно, увеличения дебита нефти является снижение доли традиционных запасов углеводородов, разработка которых не требует реализации сложных конструкций скважин и использования дорогостоящих технологий по искусственному увеличению подвижности нефти при помощи снижения вязкости. Одним из вариантов наращивания сырьевой базы углеводородов в целях компенсирования опережающей выработки тривиальных запасов нефти является разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Они приурочены к коллекторам с низким значением проницаемости, в которых использование классических геолого-технических мероприятий, эффективно лишь в 23 % случаев по причине сложной геологической архитектуры продуктивных пластов и высоким показателем расчлененности [1].

На наш взгляд, перспективным направлением для улучшения сырьевой базы страны, как в условиях регулирования разработки традиционных коллекторов, так и дальнейших действий, связанных с приобщением и вводом в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов, является комплексное изучение понятия проницаемости продуктивных пластов. При анализе данного параметра важно отметить, что в условиях реальных объектов значение проницаемости не совпадает по периметру нефтенасыщенной толщины и может варьироваться в широких пределах. Причиной этому служит неоднородность пласта, что является естественной составляющей большей части дренируемых объектов добычи нефти. Продуктивный пласт

представляет собой совокупность горных пород, обладающих различным литологическим составом. Под действием внешних факторов горные породы могут переслаиваться, замещаться и выклиниваться между собой, что приводит к созданию хаотичной сетки трещин, каверн и пустот, в совокупности слагающих геологический объект. Исследования в области варьирования проницаемости в границах продуктивных пластов занимались в свое время многие ученые, но до сих пор, несмотря на достойные результаты теоретических и промысловых исследований, единой точки зрения касательно классификации неоднородностей не существует.

Учитывая анализ литературных источников [2–5], выделим 3 основных типа неоднородности:

- неоднородность, вызванная слоистостью горных пород и являющаяся результатом природного осадконакопления;
- неоднородность, связанная со структурой порового пространства (наличие каналов различного размера);
- неоднородность, характеризующаяся наличием в каждом пропластке различных по форме и глубине трещин.

Таким образом, каждый из типов неоднородности оказывает в той или иной степени влияние на значение проницаемости каждого участка продуктивного пласта.

Внедрение в процесс разработки нефтяных месторождений различных геолого-технических мероприятий направлено на повышение общей проницаемости пласта путем воздействия на ту или иную зону. В качестве примера рассмотрим один из наиболее часто встречаемых методов интенсификации добычи нефти — обработку призабойной зоны пласта кислотным составом [6].

В простом виде данный процесс производится по следующему принципу. Рабочий агент при закачке в продуктивный пласт оказывает влияние на матрицу породы, в результате чего образуются сетки разнонаправленных трещин. При этом, нельзя точно установить направление движения кислотного состава в условиях рассматриваемого объекта (продуктивного пласта), из-за чего эффективность данного вида ГТМ даже при обработках скважин, эксплуатирующих один и тот же горизонт, проявляется по-разному. Можно предположить, что причиной нестабильности результатов после проведения работ по увеличению притока является неоднородность пласта по проницаемости, в результате чего кислотный состав воздействует на высокопроницаемую толщу объекта [7]. При этом, низкопроницаемые зоны остаются не вовлеченными в разработку. Одним из методов подключения застойных зон углеводородов к дренированию инженерным сооружением (скважиной) является применение поинтервальных обработок рабочим агентом [8]. За счет точечного воздействия на пропластки происходит фильтрация кислотного состава через низкопроницаемые коллекторы.

Опираясь на накопленный опыт проведения ГТМ в различных геолого-физических условиях, установим следующее: при воздействии на высокопроницаемые пропластки увеличение значения средней проницаемости по пласту будет меньше, чем при избирательной обработке участков с низкими значениями проницаемости. Следовательно, для достижения максимального эффекта от проведения скважино-операции по интенсификации притока необходимо делать упор на комплексном параметре неоднородности пласта по проницаемости на начальных этапах планирования и прогнозирования результатов по внедрению гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов [9]. Рассмотрим один из вариантов реализации учета многокомпонентного показателя при планировании ГТМ на примере месторождения N.

Материал и методы исследования

Продуктивность разреза анализируемого объекта связана с пластами T_1 , T_2 , T_3 тюменской свиты среднеюрского возраста. На 01.01.2022 на месторождении N пробурено 463 скважины (в т. ч. 57 поисково-разведочные и 406 эксплуатационных скважин).

Пласт T_1 вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами (за исключением 4 скважин, вскрывших зону выклинивания пласта), в том числе 402 скважинами — в зоне продуктивности.

Пласт T_2 вскрыт 370 скважинами (из них 52 — поисково-разведочных, 332 — эксплуатационных). В контуре продуктивности залежей расположены 362 скважины (32 — поисково-разведочные, 330 — эксплуатационные).

Отложения пласта T_3 вскрыты 263 скважинами, из них 118 — пробурены в границах продуктивности.

Анализ экспериментальных данных по определению параметров остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах керна продуктивных пластов месторождения N в целях повышения эффективности внедрения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) приведен ниже. На образцах керна пластов T_1 , T_2 , T_3 месторождения N проведены исследования для определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на 45 образцах из 6 скважин. В результате проведенных работ выявлена значимая связь между начальной нефтенасыщенностью и коэффициентом вытеснения. Полученные параметры расчетного коэффициента вытеснения нефти хорошо коррелирует со значениями, утвержденными в проектном документе ($K_{\text{нефтенасыщ}}$ — коэффициент нефтенасыщенности, $K_{\text{выт.принятый}}$ — коэффициент вытеснения, принятый в проектном документе, $K_{\text{выт.расчетный}}$ — коэффициент вытеснения, рассчитанный по математической формуле (табл. 1).

Таблица 1

Сопоставление расчетных и проектных показателей коэффициента вытеснения нефти

Пласт	$K_{\text{нефтенасыщ}}$, доли ед.	$K_{\text{выт.принятый}}$, доли ед.	$K_{\text{выт.расчетный}}$, доли ед.
T_1	0,587	0,43	0,438
T_2	0,609	0,46	0,464
T_3	0,529	0,4	0,399

Составлено на основе «Технологическая схема разработки месторождения N»

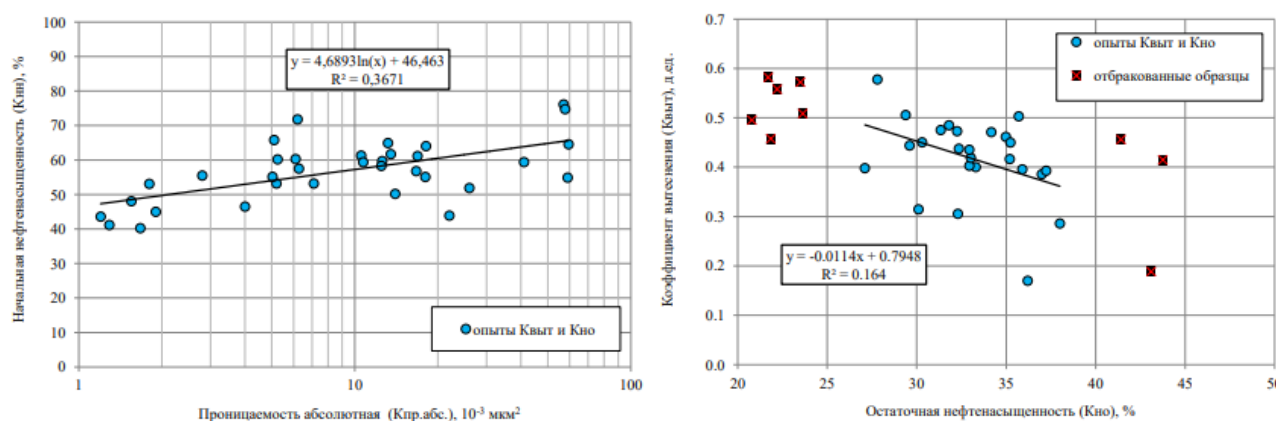


Рисунок 1. Сопоставление начальной нефтенасыщенности с абсолютной проницаемостью (вверху) и коэффициента вытеснения нефти водой с остаточной нефтенасыщенностью (внизу) для пород-коллекторов месторождения N ($K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения нефти водой; $K_{\text{но}}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности; $K_{\text{ни}}$ — коэффициент начальной нефтенасыщенности; $K_{\text{пр.абс.}}$ — коэффициент абсолютной проницаемости) (рисунок авторов)

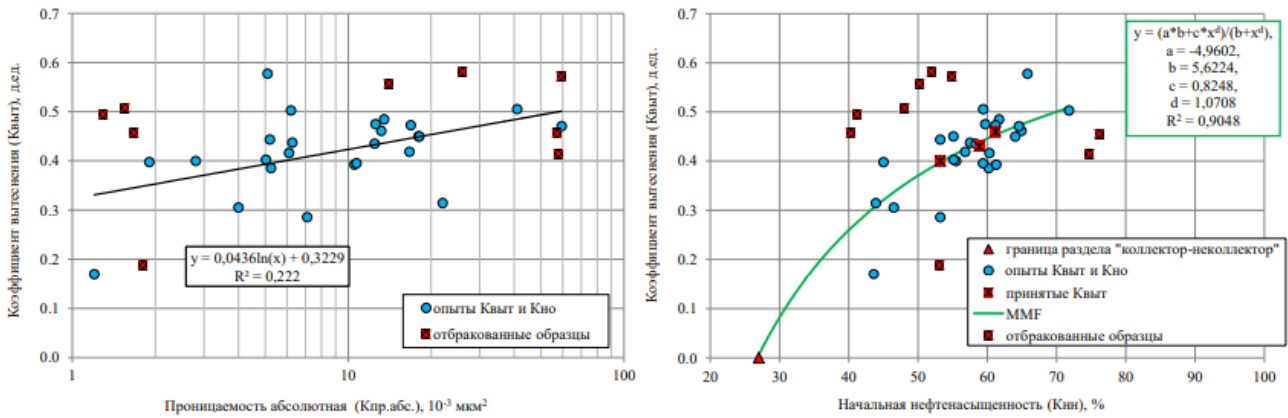


Рисунок 2. Сопоставление коэффициента вытеснения нефти водой с абсолютной проницаемостью (вверху) и начальной нефтенасыщенностью (внизу) для пород коллекторов пластов месторождения N ($K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения нефти водой; $K_{\text{но}}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности; $K_{\text{нн}}$ — коэффициент начальной нефтенасыщенности; $K_{\text{пр.абс.}}$ — коэффициент абсолютной проницаемости; MMF — магнитодвижущая сила (МДС)) (рисунок авторов)

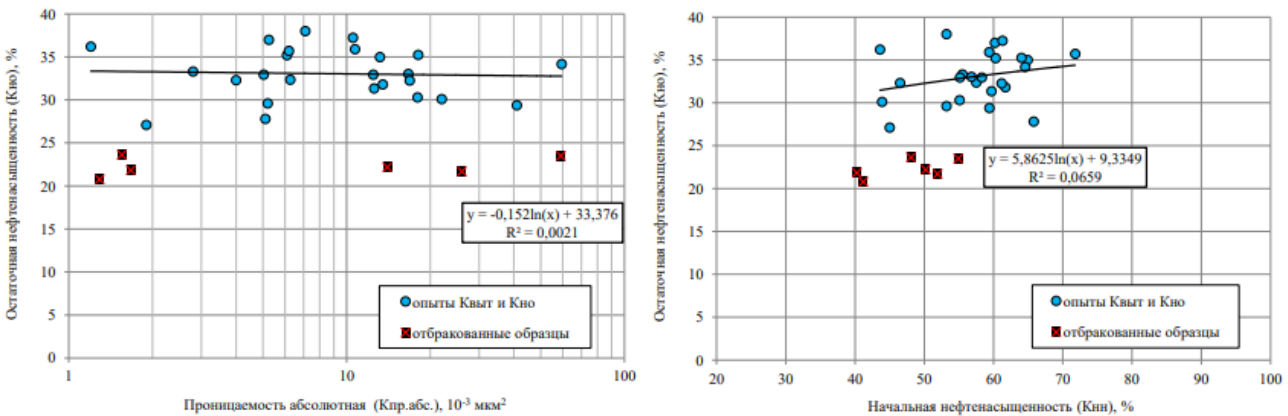


Рисунок 3. Сопоставление остаточной нефтенасыщенности с абсолютной проницаемостью (вверху) и начальной нефтенасыщенностью (внизу) для пород-коллекторов пластов месторождения N ($K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения нефти водой; $K_{\text{но}}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности; $K_{\text{нн}}$ — коэффициент начальной нефтенасыщенности; $K_{\text{пр.абс.}}$ — коэффициент абсолютной проницаемости) (рисунок авторов)

На основе полученных данных предложена эмпирическая формула для определения коэффициента вытеснения нефти через коэффициент нефтенасыщенности:

$$K_{\text{выт.расчетный}} = \frac{0,7436 \cdot K_{\text{нефтенасыщ.}}^{1,4857} - 0,1040}{0,0781 + K_{\text{нефтенасыщ.}}^{1,4857}}, \text{ доли ед.} \quad (1)$$

В целях увеличения эффективности процесса дренирования нефтенасыщенных объектов в результате воздействия на продуктивную толщу пласта построим корреляционные зависимости для теоретического сопоставления следующих параметров: начальная нефтенасыщенность, абсолютная проницаемость, коэффициент вытеснения нефти водой, остаточная нефтенасыщенность. Результаты представлены на рисунках 1–3.

По результатам сопоставлений показателей полученные корреляционные кривые использовались на 1 этапе планирования гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождение N с учетом неоднородности по проницаемости продуктивного

пласта. Полученные формулы служили базой для выделения наиболее перспективных участков месторождения для внедрения ГДМ ПНП (гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов).

Результаты

В конечном итоге на основе элементов математического моделирования и использования корреляционных кривых были выделены 3 перспективных участка, в условиях которых будет предварительно спрогнозирована эффективность операций по повышению нефтеотдачи пластов совместно с учетом комплексной неоднородности по проницаемости продуктивных пластов (рис. 4).



Рисунок 4. Выделение участков месторождения для прогнозирования эффективности ГТМ с учетом неоднородности по проницаемости объекта (рисунок на основе «Технологическая схема разработки месторождения N»)

Основная цель ГДМ ПНП заключается в подключение и вовлечение в процесс разработки застойных зон углеводородов внутри осуществляемой системы разработки. Рассматривая результаты работ по повышению нефтеотдачи пластов гидродинамическими методами (89 скв.-опер.) за период с 2019 по 2021 гг. на месторождение N следует отметить нестабильные показатели дебита нефти после ГТМ. Причиной этого являются следующие факторы:

- несовершенство системы проведения выбранных мероприятий;
- спонтанная бессистемная остановка нагнетательных и добывающих скважин;
- проведение одновременно нескольких видов воздействия на одном участке с небольшими временными промежутками.

Одним из возможных способов достижения максимального прироста дебита по нефти после геолого-технических мероприятий является комплексный учет показателя неоднородности по проницаемости продуктивных пластов.

На 2 этапе исследования произведем выбор базового гидродинамического метода воздействия на нефтенасыщенные толщины объектов. В условиях месторождения N широко применяются следующие ГДМ ПНП:

- Нестационарное заводнение. Остановка нагнетательных скважин на период более чем 7 суток с целью перераспределения потока рабочего агента системы ППД (поддержания пластового давления).
- Оптимизация режимов эксплуатации (ОРЭ). За счет форсированных отборов жидкости увеличение градиента давления в прискважинной зоне пласта происходит по причине снижения забойных давлений вблизи добывающих скважин.
- Освоение скважин под нагнетание (ОСН). При данном методе рост пластового давления и перераспределение давления по площади залежи способствует увеличению дебита нефти окружающих добывающих скважин.
- Воздействие нестационарным заводнением совместно с оптимизацией режимов эксплуатации. Воздействие на процесс фильтрации жидкости через пористую среду осуществляется за счет регулирования нагнетательных и добывающих скважин.
- Форсированный отбор жидкости с освоением скважин под нагнетание (ОРЭ + ОСН). За счет перераспределения давления в пористой среде происходит изменение фильтрационных потоков жидкости.

Наиболее распространенным методом является нестационарное заводнение продуктивных пластов. На его долю приходится более 65 % операций с применением ГДМ ПНП. Для прогнозирования эффективности ГТМ с учетом неоднородности по проницаемости продуктивных пластов в качестве основного метода задействуем нестационарное (циклическое) заводнение [10].

Представим разрез месторождения N в виде послойной модели. Для удобства расчетов примем следующие основные показатели и определения. По результатам ГИС (геофизических исследований скважин) на месторождение N можно выделить 3 типовых зоны по проницаемости:

- высокопроницаемая зона z_1 ;
- переходная по проницаемости зона z_2 ;
- низкопроницаемая зона z_3 .

Следовательно, для точности прогнозирования и оценки перспектив выделенных зон для применения нестационарного заводнения выделим слои x_1 – x_4 . Слои x_1 и x_2 относятся к высокопроницаемой зоне (причем $x_1 > x_2$) а x_3 и x_4 — низкопроницаемым участкам (по аналогии $x_3 > x_4$). Соответственно, проницаемость их может быть записана в виде:

- слои x_1 и x_2 имеют проницаемости k_1 и k_2 , причем $k_2 = k_1 + \Delta k_{i12}$, где k_{i12} — комплексный показатель неоднородности слоев x_1 и x_2 ;
- слои x_3 и x_4 имеют проницаемости k_3 и k_4 соответственно, причем $k_4 = k_3 + \Delta k_{i34}$, где k_{i34} — комплексный показатель неоднородности слоев x_3 и x_4 .

Значение $\Delta k_{i12} + \Delta k_{i34} = \Delta k_{i1234}$ характеризует переходную по проницаемости зону z_2 . Полученная таким образом четырехслойная модель учитывает неоднородную часть пласта, в которой возможны вертикальные перетоки из-за неравномерного перераспределения давления.

Количество вертикальных перетоков жидкости, согласно исследованиям, зависит от значений перепада давления между слоями, общей проницаемости продуктивного пласта, вариации проницаемости в связной части и относительной связной толщины. Алгебраически представим это в виде выражения:

$$F = \left(\frac{k_2 h_2 + k_3 h_3}{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3 + k_4 h_4} + \frac{|k_2 - k_3|}{k_2 + k_3} + \frac{h_2 + h_3}{h_1 + h_2 + h_3 + h_4} \right) \cdot k_{\text{ср.}} + \Delta k_{i1234}, \quad (2)$$

где: k_i — значение проницаемости ($i = 1 - 4$); h_i — значение толщины ($i = 1 - 4$); $k_{\text{ср.}}$ — средний показатель проницаемости по месторождению (по результатам ГИС), полученный при помощи статистических расчетов.

В целях обоснования режима нестационарного заводнения по формуле Сургучева определена необходимая частота смены циклов. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчетов параметров для участков № 1–3

Категория слоя	Характеристика слоя				Длительность полуцикла
	k	h	m	s	
Участок № 1					
I	28,8	0,5	0,17	0,20	20
II	21,2	12,7	0,17	0,20	
III	401,2	3,8	0,22	0,66	
IV	531,2	0,7	0,21	0,57	
Участок № 2					
I	42,6	0,5	0,17	0,00	14
II	23,9	14,0	0,17	0,31	
III	465,5	3,0	0,21	0,59	
IV	524,2	0,9	0,21	0,59	
Участок № 3					
I	5,2	0,2	0,15	0,00	120
II	19,3	14,7	0,17	0,30	
III	485,4	4,2	0,21	0,61	
IV	267,3	0,9	0,19	0,80	

Составлено авторами

Исходя из анализа данных, приведенных в таблице 2, применение циклического заводнения рекомендуется на участке № 1 с применением после первого полуцикла потокоотклоняющих жидкостей в целях вытеснения остаточных запасов углеводородов. Выбор данного участка обусловлен высоким показателем неоднородности по проницаемости пласта, рассчитанный с применением методов математической статистики. Важно отметить, что по входным данным участок № 2 выглядит более перспективным для реализации нестационарного заводнения, но с учетом неоднородности по проницаемости, показатель дополнительного прироста дебита по нефти после ГТМ при расчетах для участка № 1 больше (550 т). Это происходит, прежде всего, из-за наличия на данном участке низкопроницаемых зон, окруженных высокопроницаемыми пропластками. На участках № 2 и № 3 проведения нестационарного заводнения не актуально из-за низкого эффекта, составляющего 90 т и 145 т дополнительной нефти, соответственно.

Текущее состояние разработки участка № 1 месторождения N нестационарным заводнением представлено на рисунке 5. Данный процесс реализуется путем остановки нагнетательных скважин группами. Треугольниками синего цвета показаны остановки скважин первого полуцикла ГДМ ПНП, красного цвета — второго полуцикла.

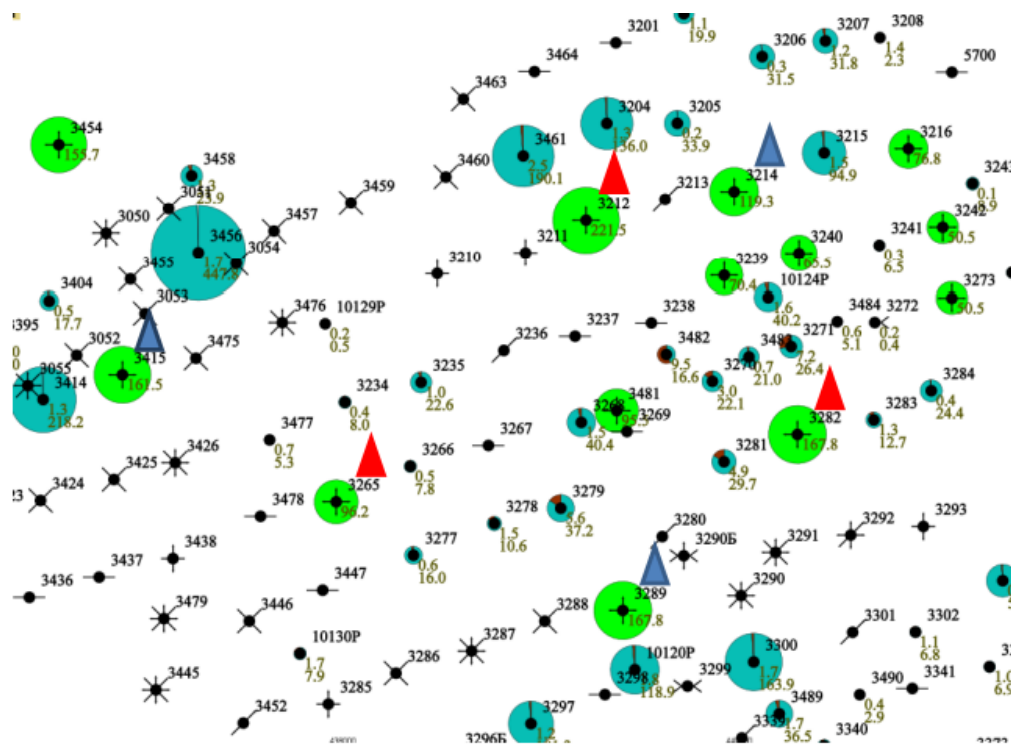


Рисунок 5. Фрагмент карты текущего состояния разработки участка № 1 нестационарным заводнением месторождения N (пласты $T_1+T_2+T_3$) (рисунок на основе «Технологической схемы разработки месторождения N»)

Выводы

В результате исследования влияния комплексного параметра неоднородности пластов по проницаемости на эффективность реализации гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов в условиях месторождения N сделаны следующие выводы:

- роль точного прогнозирования эффекта от ГТМ является важной задачей на современном этапе нефтяной промышленности;
- необходимо учитывать не только общепринятые характеристики для определения эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти, но и постоянно проводить исследование образцов керна на предмет ухудшения/улучшения корреляционных связей между показателями;
- при оценке общей проницаемости системы математическими методами необходимо учитывать 3 типа неоднородностей, представленных в тексте работы;
- в результате обобщения многолетнего опыта проведения ГТМ установлено, что при воздействии на высокопроницаемые пропластки увеличение значения средней проницаемости по пласту будет меньше, чем при избирательной обработке участков с низкими значениями проницаемости.

На основе представленного утверждения рассмотрена идея о необходимости учета комплексного параметра неоднородности по проницаемости продуктивных пластов при планировании геолого-технических мероприятий. Доказательная база поставленной задачи состояла из III этапов и реализовывалась в условиях месторождения N на примере гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов.

I этап был представлен сопоставлением коэффициентов начальной нефтенасыщенности, абсолютной проницаемости, вытеснения нефти водой, остаточной нефтенасыщенности между собой продуктивных пластов Т₁-Т₃. На основе полученных корреляционных кривых выделены три перспективных участка месторождения N для реализации геолого-технических мероприятий.

II этап состоял в выборе базового гидродинамического метода воздействия на нефтенасыщенные толщины объектов, на основе которого будет построена математическая модель. По причине широкой распространенности в условиях рассматриваемого объекта за основу исследования взят метод нестационарного (циклического) заводнения. На основе общего анализа результатов ГИС и лабораторных исследований построена четырехслойная модель объекта и получена эмпирическая формула для определения значений перепада давления с учетом комплексного параметра неоднородности по проницаемости объекта в целях успешной реализации НЗ (нестационарного заводнения). Для каждого из 3 участков далее были рассчитаны основные геолого-физические параметры пласта.

III этап исследования был представлен анализом результатов расчетов и выбор участка № 1 как наиболее перспективной части объекта для выполнения работ по НЗ. Установлено, что реализация в условиях отмеченных скважин циклического заводнения позволит получить дополнительный дебит нефти в виде 550 т. Приведенное решение поставленной задачи позволило выявить, что комплексный параметр неоднородности по проницаемости продуктивных пластов играет важную роль при планировании успешных геолого-технических мероприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. — Казань: ФЭН, 2005. — 688 с.
2. Back M.J. An integrated portfolio management approach for more effective business planning / M.J. Back, G. Kirk // SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. — Calgary, Alberta, Canada, 24–25 September 2012. — 12 p.
3. Imqam A. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments / A. Imqam, B. Bai, M. Wei, H. Elue, F.A. Muhammed // SPE Production & Operations. — 2016. — V. 31. — № 3. — 11 p.
4. Мищенко И.Т. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов порово-трещинного типа с учетом особенностей смачивания / И.Т. Мищенко, К.А. Бравичев, М.В. Колесников, Э.Р. Шайхлисламова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. — 2019. — № 4(297). — С. 66–74.
5. Апасов Р.Т. Интегрированное моделирование — инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р.Т. Апасов, И.Л. Чамеев, А.И. Варавва [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 12. — С. 46–49.

6. Shakurova A.F. Research and improvement of statistical prediction methods of efficiency of hydrochloric acid treatments / A.F. Shakurova, A.F. Shakurova // Journal of Physics: Conference Series [this link is disabled](#), 2022, 2176(1), 012084.
7. Ахметов Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность и микронеоднородность продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, А.Х. Габзалилова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 4 (98). С. 75–80.
8. Мухаметшин В.В. Методика прогноза коэффициента вытеснения с учетом гидрофобизации пласта по данным геофизических исследований скважин / В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 11. С. 59–62.
9. Арсланова Л.З. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Каротажник. 2016. № 3(261). С. 97–104.
10. Рустамов И.Ф. Об особенностях совместной разработки двухпластовой залежи с учетом изменения структурно-механических свойств нефти / И.Ф. Рустамов, И.А. Кристьян, А.В. Аржиловский, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. 2013. № 3. С. 46–53.

Shakurova Alsu Fagimovna

Ufa State Petroleum Technological University
Institute of Oil and Gas, Oktyabrsky, Russia
E-mail: alsu0017@mail.ru

RSCI: https://www.elibrary.ru/author_profile.asp?id=582081

Shakurova Aigul Fagimovna

Ufa State Petroleum Technological University
Institute of Oil and Gas, Oktyabrsky, Russia
E-mail: afagim@mail.ru

RSCI: https://www.elibrary.ru/author_profile.asp?id=659854

Consideration of heterogeneity in the permeability of productive formations when planning hydrodynamic methods for increasing oil recovery in the conditions of the N field

Abstract. The article presents the results of a study of the influence of the complex parameter of reservoir heterogeneity in permeability on the effectiveness of the implementation of hydrodynamic methods for increasing oil recovery. At the present stage of the oil industry, one of the urgent issues of planning geological and technical measures is an accurate forecast of an additional increase in oil production as a result of the impact on the productive reservoir. With the entry of many fields into the final stages of development, this task becomes of paramount importance for the successful achievement of the design indicators of the oil recovery coefficient. Taking into account the results of many years of research in the field of improving the effectiveness of measures to increase oil recovery in the conditions of oil facilities, it has been established that taking into account the complex parameter of heterogeneity in the permeability of a geological section is a key step in determining the technological effect of methods to increase oil recovery. Based on the elements of mathematical modeling and the use of correlation curves, promising areas were identified, under which the effectiveness of operations to increase oil recovery will be predicted in advance, taking into account the complex heterogeneity in the permeability of productive formations. Thus, on the basis of the presented results, the necessity of taking into account the complex parameter of heterogeneity in the permeability of productive layers when planning geological and technical measures is confirmed.

Keywords: productive formations; hydrodynamic methods of enhanced oil recovery; heterogeneity in permeability; unsteady flooding; geological and technical measures; four-layer model of the object