УДК 622.276.344

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРЕДЕЛЬНЫМ ГРАДИЕНТОМ СДВИГА

DEVELOPMENT OF OIL FIELDS WITH A LIMIT SHEAR GRADIENT

Назмутдинов Рузаль Шамилевич
инженер,
Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина
nazmutdinov@tatnipi.ru

Nazmutdinov Ruzal Shamilevich
engineer,
Tatar Oil Research and Design Institute
nazmutdinov@tatnipi.ru

Аннотация. Проведен анализ зависимости коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин для различных значений градиента динамического давления сдвига. На примере бобриковских отложений проведено исследование влияния неньютоновского характера движения жидкости на показатели разработки. По результатам расчета обоснована необходимость уплотнения сетки скважин или увеличения репрессии на пласт на участках месторождений с недостаточными перепадами давлений для разрушения пространственной структуры нефти.

Ключевые слова: структурно-механические свойства, коэффициент извлечения нефти, неньютоновская жидкость, плотность сетки скважин.

Annotation. The analysis of the dependence of the oil recovery factor on the well grid density for different values of the dynamic shear gradient was carried out. On the example of Bobrikovsky sediments, a study was made of the influence of the non-Newtonian character of fluid motion on the development indices. Based on the results of the calculation, it is justified to compact the well grid or increase repression on the reservoir at sites with insufficient pressure drops to destroy the spatial structure of the oil.

Keywords: structural and mechanical properties, oil recovery factor, non-Newtonian fluid, well spacing.

В связи с тем, что разработка многих месторождений нефти близится к завершающей стадии, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов и сложность их добычи. Соответственно возрастает и доля нефтей с высоким содержанием асфальтенов, которые обусловливают проявление неньютоновских свойств нефти.

У неньютоновских нефтей вязкость зависит от приложенного к нефти усилия, что означает, что при незначительных перепадах давления нефть ведет себя как более вязкая структура, чем в областях, в которых движение осуществляется с большими перепадами давления. Наличие предельного градиента динамического давления сдвига приводит к тому, что в областях, где перепад давления меньше некоторого критического значения фильтрация жидкости либо не происходит, либо происходит с меньшей скоростью. Отсутствие учета данного факта может привести к завышенным результатам расчетов по добыче нефти при моделировании разработки нефтяных месторождений.

Проявление неньютоновских свойств нефти существенно влияет на скорость фильтрации нефти, в связи с чем перепад давления между пластом и скважиной имеет более значимую роль, чем при добыче ньютоновских нефтей. При этом проектная сетка скважин должна быть более плотной. Учет данного фактора, комплексируемого с учетом реальных неоднородностей пластов определяет новые зависимости влияния плотности сетки скважин на разработку пластов с неньютоновскими свойствами. Таким образом, разработка способов эксплуатации залежи, которые способствуют уменьшению проявления неньютоновских свойств нефти является актуальной задачей нефтедобывающей отрасли.

В исследовании влияния плотности сетки скважин на *КИН* была создана однородная модель, где скважины расположены по обращенной пятиточечной системе. Такая система является разновидностью площадного внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки добывающие и нагнетательные скважины чередуются в строгой закономерности. Скважины были распределены равномерно по всей площади и в модели был выбран отдельный центральный элемент для анализа, законтурное влияние на который было обусловлено влиянием таких же элементов [1].

В поставленных экспериментах мы имеем разновидности моделей, которые различаются только расстоянием скважин друг от друга и, соответственно, запасами, приходящими на каждый отдельно взятый элемент пятиточечной системы. Расположение скважин относительно друг друга одинаковое, компенсация добычи закачкой задана на одинаковом уровне, физико-химические свойства флюидов и коллекторские свойства пласта одинаковы, соответственно, можно утверждать, что *КИН* в представленных экспериментах зависит именно от коэффициента сетки скважин.

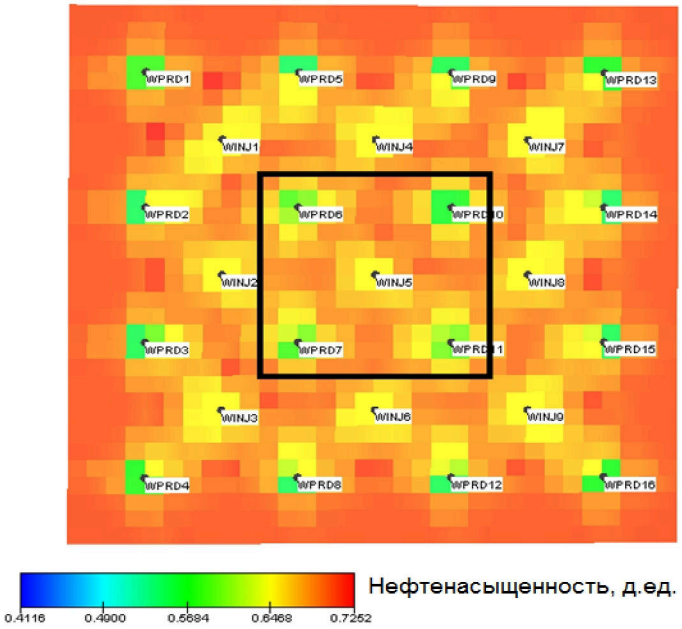

Рисунок 1 – Расположение скважин и исследуемый элемент, представленный на карте распределения нефтенасыщенности

Из рисунка 1 видно, что влияние скважин не распространяется по всей площади и имеются области, слабодренируемые (представленные сеткой скважин) при данных свойствах пластичной нефти.

В ходе проведенных исследований были выявлены зависимости коэффициента извлечения нефти от ПСС при различных вариациях ГДДС от 0,001 МПа до 0,007 МПа, которые представлены на рисунке 2. Как видно из рисунка, чем выше значения ГДДС, тем больше изменяются значения КИН в зависимости от значений ПСС. Расчеты были поставлены таким образом, что добывающие скважины выключались по мере их обводненности в 98 %, и когда в анализируемом участке выключались все скважины, расчет останавливался [2].

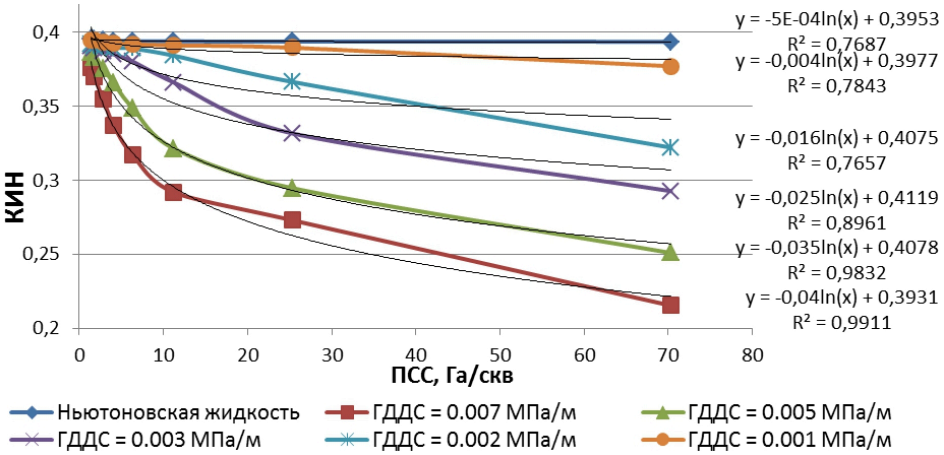

Рисунок 2 – Зависимость коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин и предельных градиентов сдвига нефти

На основе экспериментов получаем по одному уравнению от каждой зависимости в виде:

$$КИН = A \cdot \ln(S) + B, \quad (1)$$

где A – функция зависящая от ГДДС, B – коэффициент, зависящий от коэффициентов вытеснения, охвата и заводнения; S – плотность сетки скважин в Га/скв. Разброс значений аргумента «В» не большой, поэтому его значение было принято как среднеарифметическое (0,3953; 0,3977; 0,4075; 0,4119; 0,4078; 0,3931) = 0,402. По системе уравнений (1) строим результирующую функцию:

$$A = 457{,}14 \cdot H^2 - 8{,}9 \cdot H, \quad (2)$$

которая представлена на рисунке 3.

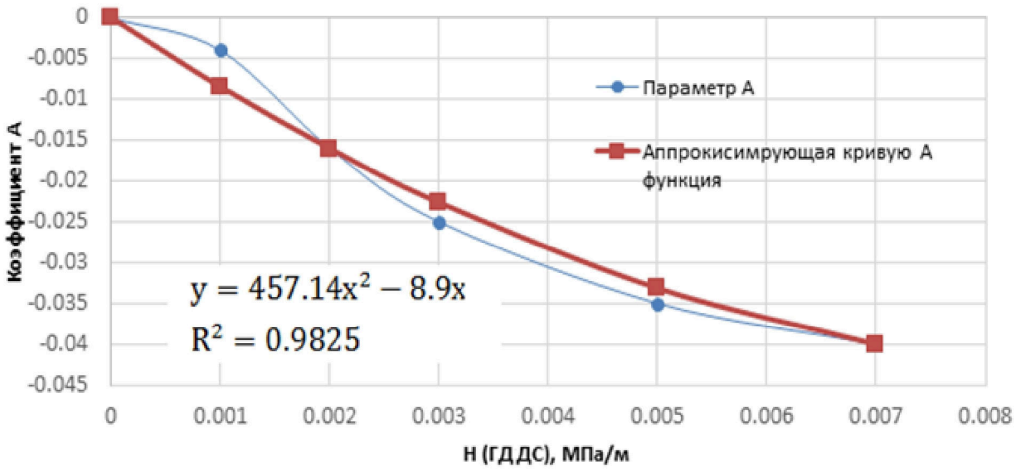

Рисунок 3 – Зависимость коэффициента *А* из уравнения (1) предельных градиентов давления сдвига нефти

С учетом (2) из уравнения (1) получаем:

$$КИН = \left(457{,}14 \cdot H^2 - 8{,}9 \cdot H\right) \cdot \ln(S) + 0{,}402 \qquad (3)$$

или

$$КИН = 0{,}402 + \left(457{,}14 \cdot H^2 - 8{,}9 \cdot H\right) \cdot \ln(S)\ . \qquad (4)$$

Коэффициент *В* в этом уравнении физически является максимальным значением *КИН* и находится произведением $К_{выт}$ и $К_{охв}$, и тогда уравнение можно представить в виде:

$$КИН = К_{выт} \cdot К_{охв} \cdot К_{зав} + \left(457{,}14 \cdot H^2 - 8{,}9 \cdot H\right) \cdot \ln(S)\ .$$

Данная формула справедлива для области значений $S > 1$ га/скв. и при $H < 0{,}007$ МПа/м. В этой области значения коэффициента *А* принимают отрицательные значения и функция имеет физическое объяснение. Как видно из представленных результатов, для случая фильтрации пластичных нефтей даже незначительные значения ГДДС могут существенно повлиять на величину нефтеотдачи.

По мере изучения дополнительных аспектов разработки нефтяных месторождений со структурными свойствами нефти, было выявлено, что на разработку таких месторождений оказывает сильное влияние моделирование параметра свободной не связанной капиллярными силами воды. Если в модели фильтрации неньютоновской нефти не будет смоделирована свободная вода, то нефть в такой модели фильтроваться не будет.

Для оценки данного параметра был изучен радиальный приток вязкопластичной нефти к вертикальной скважине (рис. 4.) Фильтрация при отсутствии законтурной подпитки резко уменьшается, в отличии от случая фильтрации ньютоновской нефти, где фильтрация продолжается даже когда перепад давления в системе «скважина-пласт» снижается.

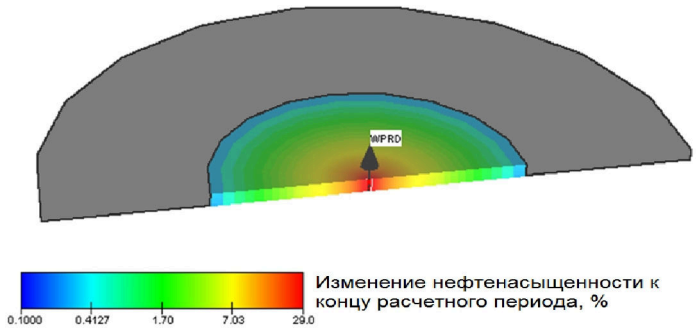

Рисунок 4 – Изменение начальной нефтенасыщенности в фильтрационной модели течения в радиальной модели

При моделировании изменения вязкости в компьютерной программе закладывается некоторый множитель потока F_0 (рис. 5). Для пластичных и вязкопластичных нефтей существует некоторый градиент динамического давления сдвига (ПДДС), который определяет, выше какого критического значения перепада давления нефть начинает течь (для пластичной жидкости) или начинает течь с большей скоростью (для вязкопластичной жидкости). В итоге получаем, что для пластичных нефтей множитель потока (F_0)

всегда равен нулю, для вязкопластичной меняется от нуля до единицы, так как нефть изначально имеют некоторую конечную вязкость. В результате возникает ситуация, когда для случая фильтрации пластичной нефти без свободной воды контур питания ограничен, распределения давления в пласте не происходит, водонапорный режим не работает. Поэтому при отсутствии свободной воды разработка пластичной нефти практически невозможна. Если свободная вода смоделирована в каждой ячейке, то такие ситуации не возникают. На основе расчетов на радиальной модели притока к скважине была установлена зависимость добычи скважины от содержания свободной воды для вязкопластичной нефти. В модели были приняты следующие входные данные для расчета: пластовое давление 11,5 МПа, забойное давление 10,7 МПа, проницаемость породы 0,9 мкм^2, вязкость нефти 59,6 мПа·с., градиент динамического давления сдвига 0,005 МПа/м, градиент давления предельного разрушения структуры 0,0051 МПа/м, радиус модели 500 м, по периферии подключен водонапорный горизонт.

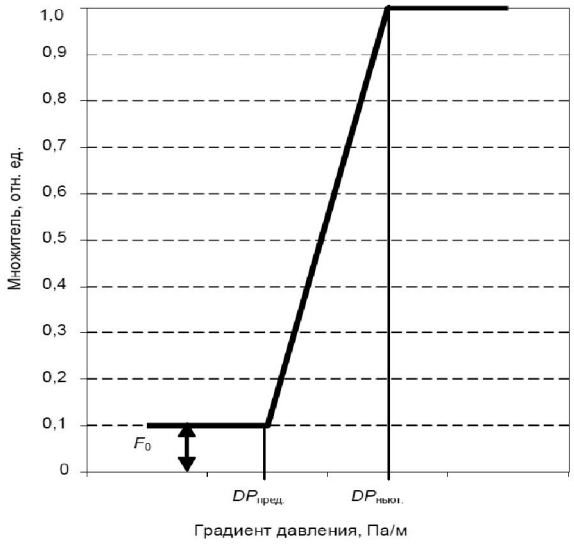

Рисунок 5 – Моделирование зависимости вязкости от градиента давления

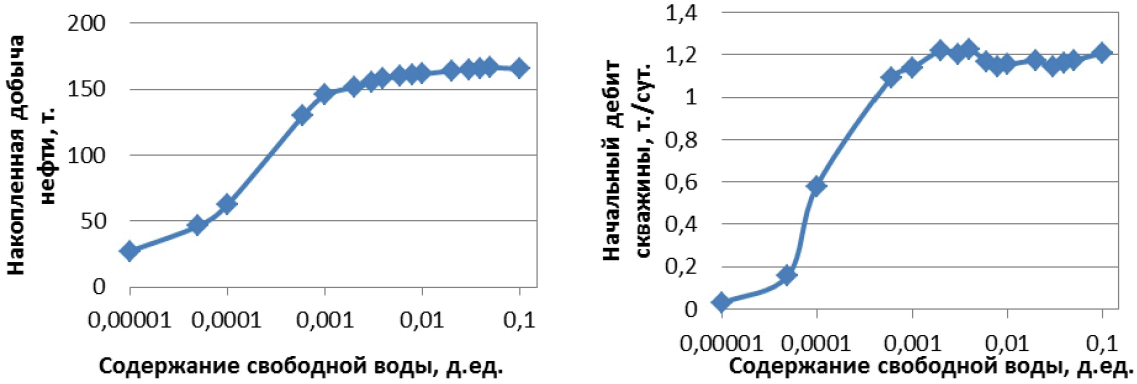

Рисунок 6 – Зависимость накопленной добычи нефти начального дебита со скважины от содержания подвижной воды на аналитической модели

Как видно из рисунка 6, при моделировании фильтрации нефти со структурно-механическими свойствами при незначительных значениях (0,01 д. ед.) свободной воды нефть начинает вытесняться, значит распределение давление в пласте происходит должным образом. Как следствие данного опыта необходимо отметить, что при настройке критических значений фазовых проницаемостей концевые точки по воде нужно настроить так, чтобы была свободная подвижная вода.

На основе цифровой гидродинамической модели Тат-Кандызского нефтяного месторождения приведены результаты начальной адаптации без учета неньютоновского поведения жидкости и повторной адаптации с учетом вязкопластичных свойств нефти [3, 4] (рис. 7). В первом варианте рассмотрен случай, когда вязкость от перепада давления не зависит, второй вариант учитывает зависимость вязкости от перепада давления. Но остальные входные использовались, как в первом варианте. Третий вариант отличается тем, что учитывалась зависимость вязкости от перепада давления и были модифицированы относительные фазовые проницаемости (рис. 9).

Как видно из рисунка 7, в период адаптации, чтобы поддерживать аналогичный приток жидкости, приходится работать с большим перепадом давления для третьего варианта разработки, чем в первом. Увеличение перепада позволяет уменьшить влияние проявления неньютоновских свойств.

Таблица 1 – Пластовые свойства и свойства нефти бобриковского горизонта Тат-Кандызского нефтяного месторождения

Параметр	Среднее значение
Давление пластовое, МПа	14,8
Температура пластовая, °С	25
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м^3	856,0
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	18,61
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,05
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м^3/т	16,5
Проницаемость, мкм^2	0,478
Массовое содержание, % – смол силикагелевых – асфальтенов – парафинов	 22,1 6,4 3,7

На прогнозный период были рассчитаны варианты модели с перепадами давления 0,1 МПа, 0,4 МПа и 0,8 МПа для первого и третьего варианта, чтобы выявить, насколько будет различаться добыча в зависимости от перепада давления по скважинам (рис. 8). Результат показал, что равнозначное увеличение перепада давления от 0,1 МПа до 0,4–0,8 МПа дал прирост в добыче на конец расчетного периода в первом варианте на 37 и 53 % соответственно, а для третьего варианта расчета на 43 и 72 % соответственно. Этот факт указал на преимущества высоких темпов разработки для месторождений нефти, где проявляются неньютоновские свойства.

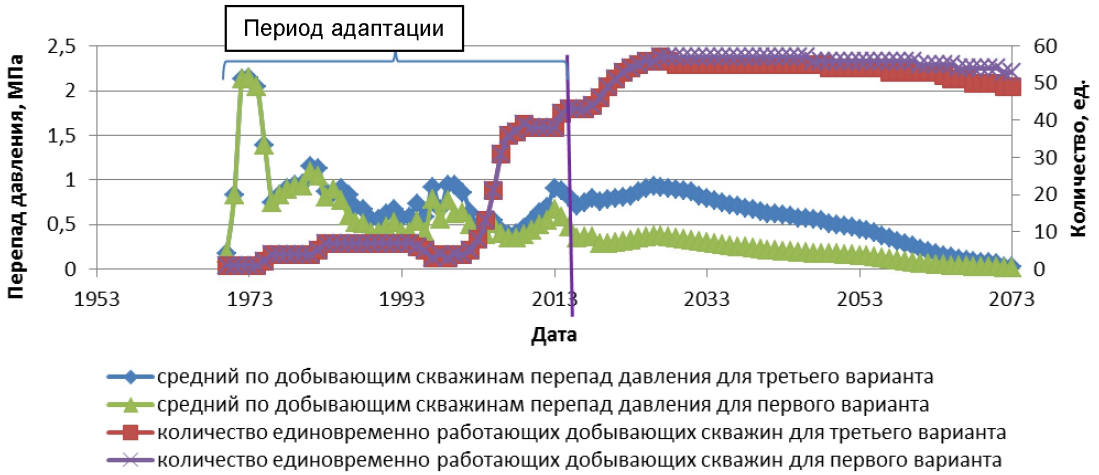

Рисунок 7 – График изменения среднего перепада давления по скважинам для различных вариантов разработки по годам

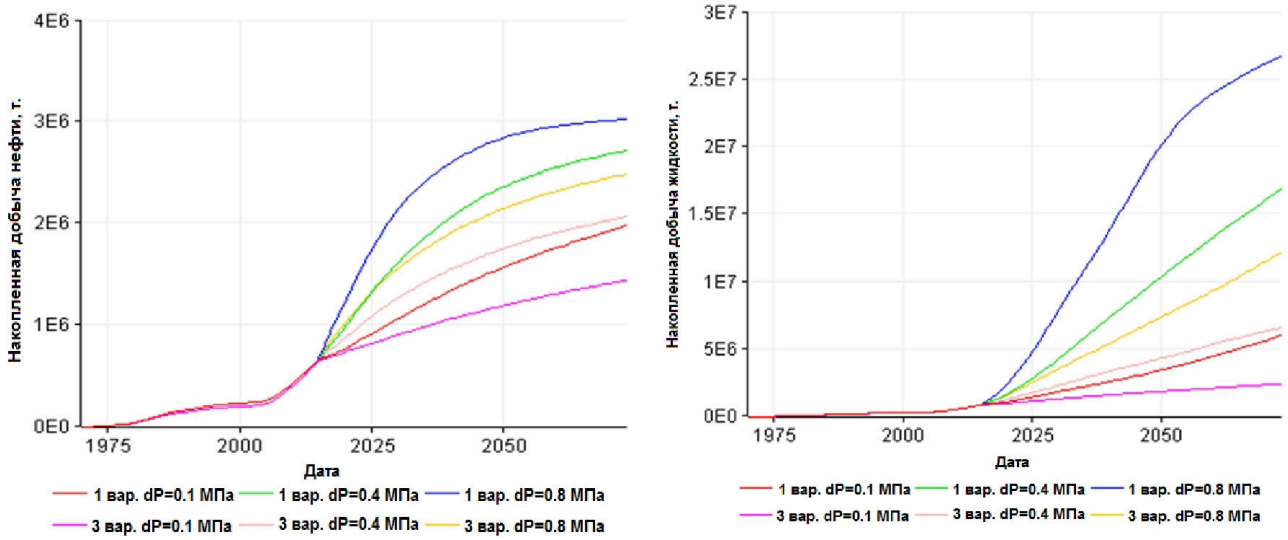

Рисунок 8 – График изменения накопленной добычи нефти и жидкости для различных вариантов

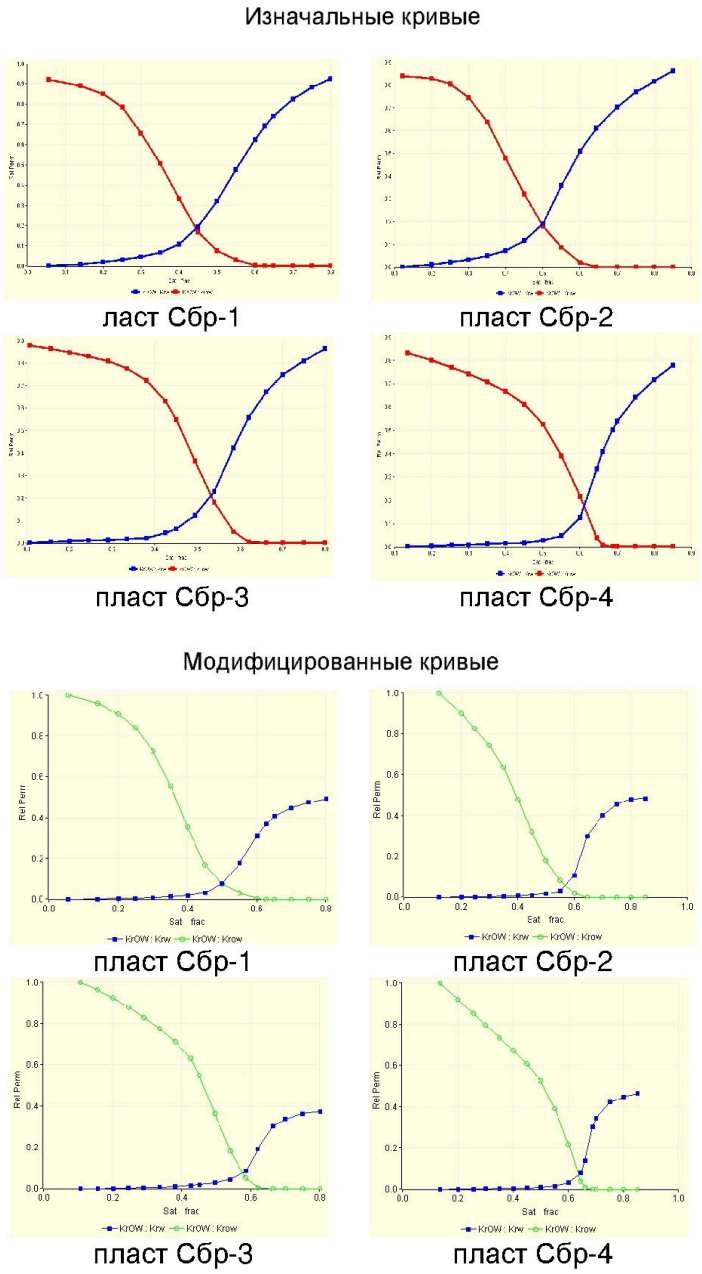

Рисунок 9 – Относительные фазовые проницаемости

Существование критического перепада давления сдвига является основополагающим фактором, который предопределяет необходимость в иных формулировках зависимости *КИН* от ПСС, так как радиус действия скважин в таких моделях не может рассматриваться как половина расстояния до соседней скважины и она ограничена значениями ГДДС и имеющихся в пласте перепадов давления.

На основе Тат-Кандызского нефтяного месторождения проведены эксперименты по разуплотнению сетки скважин для выявления зависимости *КИН* от ПСС (рис. 10). То есть в каждом из следующих расчетов на гидродинамической модели не включаем одну или несколько скважин, пробуренных фактически, и рассчитываем модель без них. Получается, что вся геолого-физическая информация, получаемая при бурении этих скважин, которые не подключаются в модели к разработке, не теряется и неопределенность по неоднородности пласта не увеличивается. Данная методика относится к регрессионным методам анализа по своему существу, но осуществима только в гидродинамических моделях, тем самым подчеркивая преимущество методики анализа. Для выявления коэффициента пропорциональности α в формуле

$$КИН = A \cdot exp\left(-\alpha \cdot S^{n}\right) \tag{5}$$

за основу была взята зависимость Бакирова И.М., учитывающая неоднородность и подвижность нефти:

$$\alpha = 2{,}675 + 0{,}255 \cdot V_p^2 - 0{,}0272 \cdot \frac{k}{\mu}, \quad (6)$$

где V_p^2 – квадрат коэффициента вариации расчетной неоднородности; k – проницаемость, мД, μ – вязкость, мПа·с.

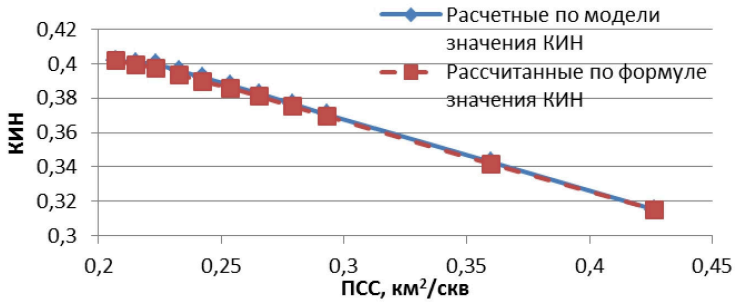

Рисунок 10 – Зависимость *КИН* от ПСС на бобриковском горизонте Тат-Кандызского нефтяного месторождения

Данная формула была модифицирована для бобриковских отложений с неньютоновскими свойствами нефти, что позволило более точно определить коэффициент извлечения нефти:

$$\alpha = 1{,}12 + 0{,}255 \cdot V_p^2 - 0{,}03 \cdot \frac{k}{\mu_{eff}}, \quad (7)$$

где μ_{eff} аналитически можно выразить формулой

$$\mu_{eff} = \mu_0 - \frac{\mu_0 - \mu_m}{H_m - H} \cdot \left(\frac{dp}{dr} - H \right), \quad (8)$$

где k – проницаемость, м^2, μ – вязкость, Па·с; μ_m – вязкость в первой зоне, постоянная, минимальная, Па·с. μ_0 – вязкость наибольшая, постоянная и равная вязкости в третьей зоне, Па·с; H и H_m – соответственно градиент динамического давления сдвига и градиент давления предельного разрушения структуры, Па/м.

Расчеты *КИН* по полученной зависимости для бобриковского горизонта подтверждаются в расчетах на Камышлинском и Вишнево-Полянском месторождениях.

Литература:

1. Низаев Р.Х. Гидродинамическое моделирование бобриковских отложений с учетом реологических свойств нефти / Р.Х. Низаев, Р.Ш. Назмутдинов, Р.И. Хафизов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 30–32.
2. Низаев Р.Х. Гидродинамическое моделирование течения жидкости на бобриковских отложениях с учетом реологических свойств нефти / Р.Х. Низаев, Р.Ш. Назмутдинов // Вестник Казанского Технологического Университета. – Казань : Издательство Казанского технологического университета, 2016. – № 14. – С. 86–87.
3. Низаев Р.Х. Зависимость разработки нефтяных месторождений от структурно-механических свойств нефти / Р.Х. Низаев, Р.Ш. Назмутдинов // Вестник Казанского Технологического Университета. – Казань : Издательство Казанского технологического университета, 2016. – № 13. – С. 84–85.
4. Назмутдинов Р.Ш. Влияние вязкопластических свойств нефти на разработку нефтяных месторождений / Р.Ш. Назмутдинов // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Т. XIII. – Ч. 1. – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015. – С. 60–63.

References:

1. Nizayev R.H. Hydrodynamic modeling the bobrikovskikh of deposits taking into account rheological properties of oil / R.H. Nizayev, R.Sh. Nazmutdinov, R.I. Hafizov // Oil economy. – 2016. – № 7. – P. 30–32.
2. Nizayev R.H. Hydrodynamic modeling of a current of liquid on the bobrikovskikh deposits taking into account rheological properties of oil / R.H. Nizayev, R.Sh. Nazmutdinov // Messenger of the Kazan Technological University. – Kazan : Publishing house of the Kazan technological university, 2016. – № 14. – P. 86–87.
3. Nizayev R.H. Dependence of development of oil fields on structural and mechanical properties of oil / R.H. Nizayev, R.Sh. Nazmutdinov // Messenger of the Kazan Technological University. – Kazan : Publishing house of the Kazan technological university, 2016. – № 13. – P. 84–85.
4. Nazmutdinov R.Sh. Influence of visco-plastic properties of oil on development of oil fields / R.Sh. Nazmutdinov // Scientists of a note of the Almetyevsk state oil institute. – V. XIII. – Part 1. – Almetyevsk : Almetyevsk state oil institute, 2015. – P. 60–63.