

УДК 622.276

АНАЛИЗ КАРТЫ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА ВК СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Никифоров Д.С.

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа
e-mail: nikiforov_denis@bk.ru

Аннотация. В работе производится анализ карты выработки пласта ВК северо-восточной части Пальяновской площади. Для этого строится карта выработки удельных запасов по пласту ВК Пальяновской площади, график распределения проницаемости по некоторым скважинам. Также приводятся данные по операции ВПП, проведенной в 2010 году на одной из скважин. Делается анализ по карте выработки, описываются возможные причины недостаточной выработки, предлагается метод интенсификации и выбор скважины для следующей операции ВПП.

Ключевые слова: анализ разработки, карта выработки, удельные запасы, трассерные исследования, ВПП, темп отбора.

При разработке нефтяных месторождений все показатели рассчитывают исходя из количества и концентрации запасов нефти по эксплуатационному объекту. Однако, при анализе разработки и изучении влияния геолого-технологических факторов на показатели обычно рассматривают плотность сетки скважин, выражая ее через площадь. Поскольку даже две близкие по геологическому строению залежи имеют различные параметры, то при одной и той же расчетной плотности сетки скважин геологические запасы, приходящиеся на скважину, и условия извлечения нефти будут разные. Анализ многих работ по вопросу влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу показывает, что ответ на этот вопрос не однозначен и в значительной мере зависит от геолого-физических условий разработки конкретной залежи. Для более реального отражения влияния плотности сетки скважин на показатели разработки Токаревым М.А. была предложена методика расчета влияния объемных запасов, приходящихся на скважину, на текущую нефтеотдачу [2].

Для определения среднего объемного запаса по каждой скважине разрабатываемая площадь была разделена на участки, исходя из взаимной геометрии расположения скважин. С учетом ее размеров и средневзвешенных по толщине подсчетных параметров по каждой скважине определяли геологический

запас, приходящийся на скважину. Для подсчета удельных геологических запасов на скважину использовали средневзвешенные по площади подсчетные параметры (плотность нефти $\rho=0,853\text{т/м}^3$; пересчетный коэффициент $\theta=0,943$), а также для каждого участка среднюю нефтенасыщенную толщину h , пористость m , нефтенасыщенность β . Отношение фактически добытой нефти (накопленная добыча Σq) по скважине к ее удельному геологическому запасу ($q_{\text{зап}}$) даст нам текущую нефтеотдачу (доля отобранных удельных запасов) по каждой отдельной скважине.

Основные запасы нефти Пальяновской площади приходятся на пласт ВК. По карте выработки удельных запасов видно, что Пальяновская площадь разработана недостаточно. Удельные геологические запасы по площади достаточно значительны, но доля отобранных запасов низка (по большинству скважин составляет не более 5 %), а также присутствует высокая обводненность (свыше 85 %). Основными причинами недостаточной выработки являются низкое значение средней проницаемости коллектора и его неоднородное строение (выделяется два слоя, различающиеся по проницаемости: на долю нижнего, более проницаемого (в 2-3 раза), приходится около 30% объема пласта, а на долю верхнего 70 % объема). По более проницаемым пропласткам (водная зона) происходит усиленный отбор жидкости, ускоренный прорыв закачиваемых вод, а в водонефтяной зоне (средняя по проницаемости) образуются конусы обводнения, происходят заколонные перетоки. Таким образом, темпы отбора запасов в нефтяной зоне будут в 2-3 раза ниже, чем в водной зоне.

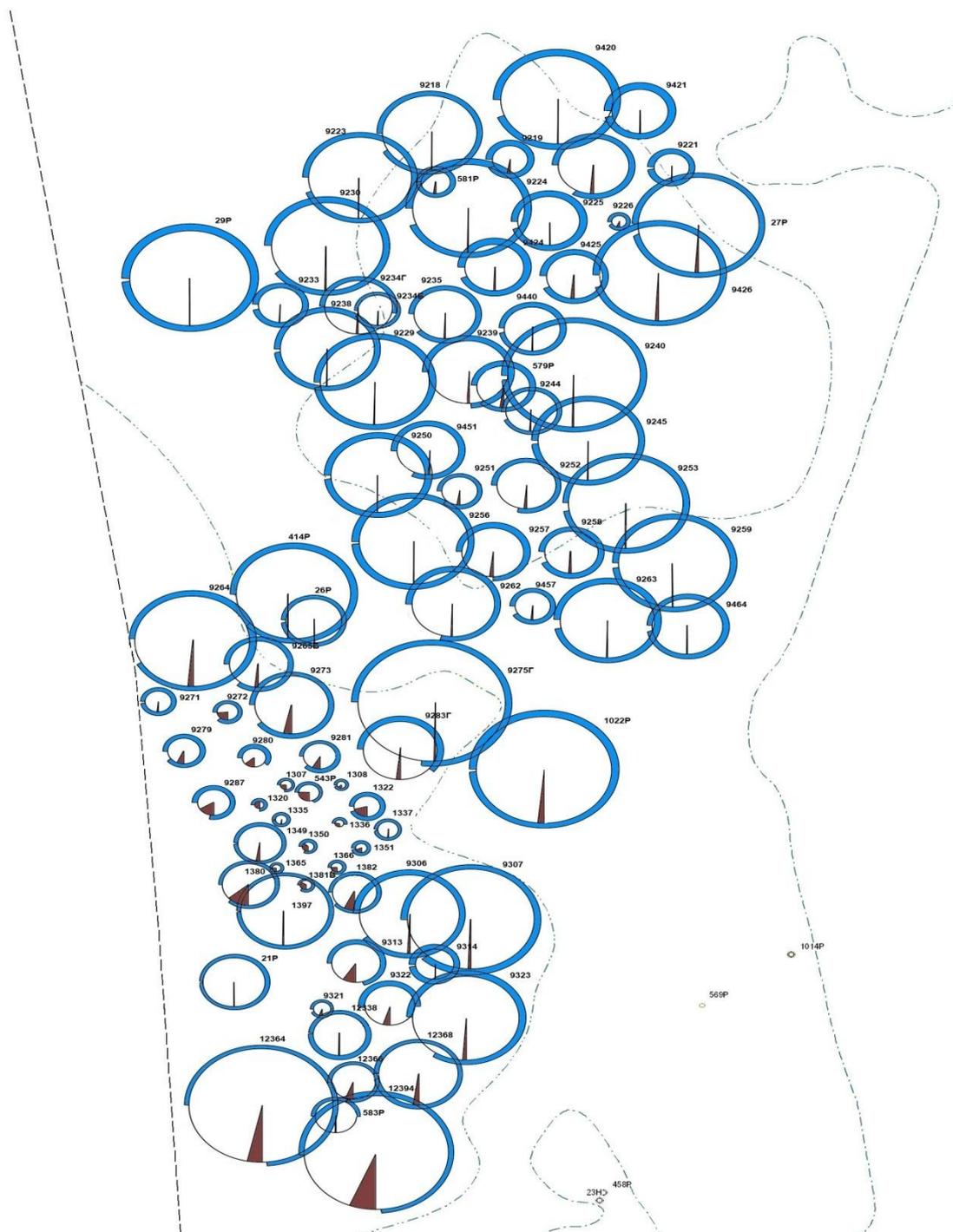


Рисунок 1. Карта выработки удельных запасов пласта ВК Пальяновской площади

Выработка запасов нефти по данным промысловой геофизики

Одним из наиболее эффективных методов контроля за выработкой запасов нефти являются промыслово-геофизические исследования скважин. Материалы промыслово-геофизических исследований использовались для оценки эффективности выработки запасов нефти на основе анализа работающих толщин, профилей притока и приемистости.

Анализ материалов данного комплекса позволяет на качественном и количественном уровне выделить работающие интервалы коллекторов (интервалы притока или приемистости).

Для качественного контроля и регулирования процесса разработки пластов, проведения анализа выработки запасов по залежам и пластам на месторождении необходимо проведение значительного объема ПГИС.

С целью анализа состояния выработки запасов северо-восточной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения были проанализированы данные ПГИ добывающих и нагнетательных скважин. Исследования методами промысловой геофизики, в которых определялись интервалы притока и приемистости продуктивных пропластков по разрезу, проведены (по имеющейся информации за 1997-2005 гг.) по 16 добывающим и 7 нагнетательным скважинам.

Метод потокометрии относится к основным методам исследования процесса выработки запасов нефти сложнопостроенных объектов разработки, позволяющих определить характер подключения вскрытых перфорацией пропластков в работу по разрезу пласта, интенсивность выработки той или иной пачки (пласта) и статистическую составляющую коэффициента охвата, как аналога коэффициента работающих толщин (КРТ).

При расчете коэффициента работающих толщин по пласту берется отношение суммарной толщины прослоев-коллекторов с признаком работы к эффективной перфорированной толщине пласта:

$$K_{РТ} = \frac{\sum_i h_{PTi}}{h_{эфф.перфор}},$$

где $\sum_i h_{PTi}$ – эффективная толщина работающих пропластков,

$h_{эфф.перфор}$ – эффективная перфорированная толщина.

Изучение профилей притока в добывающих скважинах и приемистости в нагнетательных скважинах дает возможность оценить характер выработки продуктивного пласта по разрезу, позволяет оценить соотношение воздействия в интервале перфорации на коллекторы с различными фильтрационными характеристиками.

На основании анализа материалов ПГИС по объекту ВК коэффициент работающей толщины по добывающим скважинам составляет в среднем 0,51 д.ед.

По нагнетательным скважинам объекта ВК коэффициент работающей толщины составляет в среднем 0,48 д. ед. при средней работающей толщине 5,6 м. КРТ меняется от 0,17 (скв. № 1337) до 1,00 (скв. № 1009Р). Лучше всего принимает воду кровельная часть пласта – в 66% исследований. Подошва принимает воду в 17% исследований, все пропластки принимают закачиваемую воду также в 17% исследований. В скважинах №1349 и №1397 закачиваемая вода в нижележащие интервалы попадает через негерметичность эксплуатационной колонны.

Следует отметить, что нагнетательные скважины эксплуатируются с преимуществом, более чем в 2 раза превышающей проектную ($159 \text{ м}^3/\text{сут}$ вместо $60,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ – в 2005 г.). Перекомпенсация и высокое давление закачки могут привести к тому, что в нагнетательных скважинах будет происходить разрушение цементного камня, что приведет к заколонным перетокам воды в выше и нижележащие пласты. Перекомпенсация будет способствовать прорывам нагнетаемой воды к забоям добывающих скважин и, как следствие, к их преждевременному обводнению.

Распределение проницаемости по разрезу пласта ВК имеет следующую закономерность, оказывающую существенное влияние на характер выработки запасов нефти: проницаемость коллектора возрастает в направлении от кровельной к подошвенной части пласта. Установленный характер распределения коллекторских свойств по разрезу пласта при эксплуатации скважин приводит к опережающей выработке средней и нижней частей пласта[1].

Выбор скважин для проведения ВПП

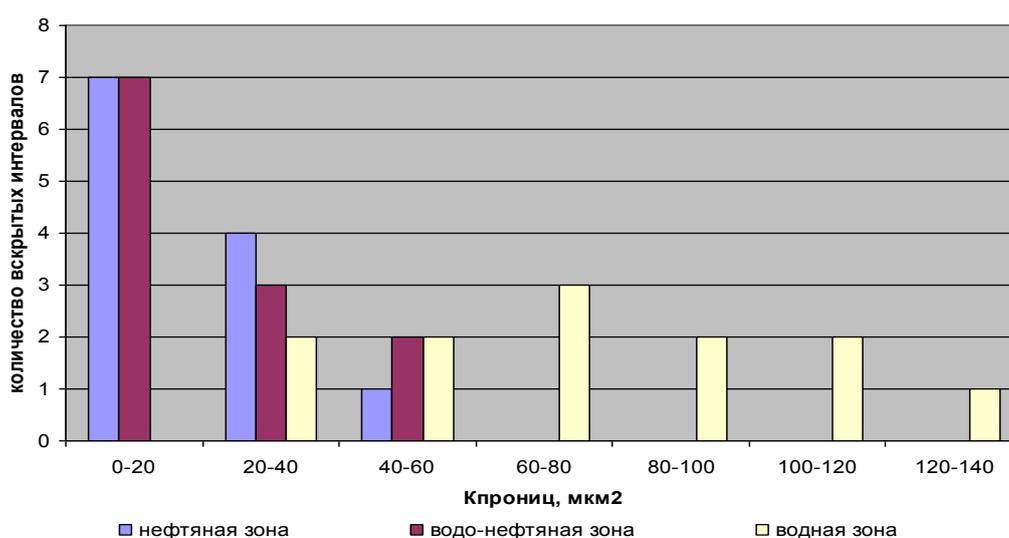


Рисунок 2. Гистограмма распределения проницаемости в районе куста № 340

По гистограмме распределения проницаемости видно, что в районе куста № 340 проницаемость водной зоны в 2-4 раза больше проницаемости нефтяной зоны. Также, по карте выработки удельных запасов, можно заметить, что в районе куста № 340 сосредоточены значительные запасы, доля отобранных запасов мала, а обводненность высокая. Ввиду неодновременного разбуривания доля выработки удельных запасов в районе куста №340 значительно выше, чем в других областях залежи.

Таким образом, наиболее подходящими для проведения ВПП являются нагнетательные скважины 9314 и 12338 в районе куста № 340.

Применение технологии проведения ВПП в ООО “Газпромнефть-Хантос”

В сентябре 2010 г. на скважине №9314 была проведена операция ВПП.

Наиболее эффективно зарекомендовала себя технология RD-agent+CL-systems (С-Тэк) во всех диапазонах при удельной приемистости более 8 м³/(сут*м).

Применение технологии RD-agent+CL-systems предусматривает использование медленно сшивающихся составов, способных проникать вглубь пласта и эффективно регулировать распределение фильтрационных потоков (гелеобразующие композиции на основе водных растворов полимеров акриламида).

Композиции CL-Systems на основе ПАА со средними значениями молекулярных характеристик обладают возможностью более гибкого регулирования времени гелеобразования и высокой селективностью фильтрации при закачке в неоднородный пласт и, соответственно, более высоким технологическим эффектом при их применении. Кроме того, время гелеобразования композиции CL-Systems сильно зависит от температуры.

В качестве сшивающего агента используется уксуснокислый хром (ацетат хрома), применение которого дает возможность варьировать диапазон времен гелеобразования в широких пределах.

В качестве растворителя для приготовления композиций CL-Systems использована вода системы ППД.

Сущность технологии RD-agent+CL-systems сводится к следующему. В результате тампонирувания наиболее проницаемых пропластков продуктивного разреза происходит снижение расхода воды по промытым высокопроницаемым слоям с аномально высоким темпом выработки запасов и повышение депрессий на пласт в добывающих скважинах. В результате, за счет увеличения градиента давления между зоной нагнетания и зоной отбора, и изменения направления фильтрационных потоков в пласте в процесс активной выработки запасов вовлекаются нефтенасыщенные пропластки пониженной проницаемости и обводненности ранее не охваченные или слабо охваченные заводнением.

Дополнительная добыча нефти по окружающим скважинам составила 123 тонны, обводненность снизилась с 80,3 до 78,8%, дополнительная добыча нефти возрастает с увеличением удельной закачки реагента ВПП до 40-50 м³ на 1 м эф.нн. толщины.

Выравнивание профилей приемистости следует планировать на основании трассерных исследований с применением индикаторов. К индикаторным жидкостям, применяемым в нефтегазовой отрасли, предъявляется ряд требований. Они должны быть растворимы в пластовых флюидах, сохранить физико-химические свойства в пластовых условиях, строго следовать с потоком пластовой жидкости, обладать приемлемой продолжительностью распада, биологической инактивностью, не присутствовать в пластовых жидкостях, не или мало сорбироваться на поверхности горной породы, быть дешевыми и доступными.

Эффективность применения трассерных методов во многом зависит от вещества, используемого в качестве индикатора. Для изучения объектов сложного строения необходимо иметь комплекс различных, но совместимых индикаторов[3].

В качестве индикаторов при проведении трассерных исследований Пальяновской площади использовались стабильные химические вещества: флуоресцеин натрия, тринатрийфосфат, роданистый аммоний.

Общие выводы и рекомендации

1. Удельные геологические запасы по Пальяновской площади достаточно значительны, но доля отобранных запасов низка (по большинству скважин составляет не более 5 %), а также присутствует высокая обводненность (свыше 85 %).

2. Основной причиной низких темпов отбора нефти и высокой обводненности является неоднородное строение пласта ВК. Особенность заключается в том, что выделяется два слоя, различающиеся по проницаемости: на долю нижнего, более проницаемого, приходится около 30% объёма пласта, а на долю верхнего 70 % объёма.

3. Таким образом, наиболее приемлемым методом интенсификации является выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин, который дает 2 эффекта:

- дополнительная добыча нефти;
- сокращение объемов попутно-добываемой воды.

Операция ВПП по скважине 9314 показала высокую эффективность. Выравнивание профилей приемистости следует планировать на основании трассерных исследований. На основе трассерных исследований и карты выработки удельных запасов можно рекомендовать для следующей операции по ВПП скважину 12338.

Литература

1. Анализ разработки северо-восточной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения. Тюмень: ОАО «Сибирский научно-аналитический центр». 2006.Т.2. 98 с.
2. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра. 1990. 267с.
3. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2001. 61с.

**THE ANALYSIS OF MAP ELABORATION OF FORMATION VK IN THE
NORTH-EASTERN PART OF PALIANOVSKOE SQUARE OF
KRASNOLENINSKOE OIL FIELD**

D.S. Nikiforov

Ufa State petroleum technical university, Ufa

e-mail: nikiforov_denis@bk.ru

Abstract. In the work is the analysis of map elaboration of formation VK in the north-eastern part of Palianovskoe field. For this is based map of elaboration specific reserves, graph of distribution of permeability on some of the wells. Also presents data on the operation of WPP, held in 2010 in one of the wells. The analysis on the map of the production, describes the possible reasons for the lack of elaboration, the proposed method of intensification and selection of wells for the next operation WPP.

Keywords: analysis of development, map of elaboration, specific reserves, research, WPP, rate of production.

References

1. Analys razrabotki severo-vostochnoi chaste Palianovskoi ploshadi Krasnoleninskogo mestorojdenia (Analysis of development of north-eastern part of Palianovskoe square of Krasnoleninskoe oil field). – Tyumen, JSC “Siberian scientific-analytical centre”, 2006.
2. Tokarev M.A. Kompleksnyi geologo-promyslovyi kontrol za tekushei nefteotdachei pri vytesnenii nefli vodoi. – M.: Nedra, 1990.
3. Tokarev M.A., Ahmerova E.R., Faizullin M.H. Kontrol i regulirovanie razrabotki neftegazovykh mestorojdenii. – Ufa: Izdatelstvo USPTU, 2001.

Сведения об авторе

Никифоров Д.С., аспирант, кафедры "Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений", ФГБОУ ВПО УГНТУ

D. S. Nikiforov, postgraduate of the department of «Development and exploitation of oil and gas fields », FSBEI USPTU

e-mail: nikiforov_denis@bk.ru