

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА (на примере терригенных отложений визейского яруса Кыласовского месторождения)

И. А. Ракинцева, Н. В. Удальчикова
(ООО "ТермНИПИнефть")

Повышение надежности геологической модели и достоверности подсчета запасов нефти играет большую роль в определении обоснованных уровней отбора на месторождениях. Определение положения водонефтяных контактов (ВНК) необходимо для построения карт эффективной нефтенасыщенной толщины и определения объема нефтенасыщенных пород. Погрешность в определении положения ВНК существенно сказывается на точности определения площади нефтеносности. Для определения положения ВНК основной информационной базой являются промыслово-геофизические методы наряду с результатами анализов керна и опробования скважин.

На длительно разрабатываемых месторождениях

Приведены результаты литолого-фациального анализа, выявлено распространение хорошо дренируемых и застойных зон по разрезу и площади распространения визейских продуктивных отложений. Построены карты песчаности и обводненности, которые отражают фильтрационную характеристику пласта, объяснены причины преждевременного обводнения добывающих скважин.

The results of lithofacies analysis are expounded in the article, it is found the enlargement of good drainage and stagnated areas in profile and in enlargement area of vizeisk productive deposits. The result of this work is maps drawing of arenaceous and flooding, which show the filtration characteristic of formation, operating well premature flooding reasons are explained.

(каковым является Кыласовское) накоплен необходимый объем геолого-геофизического материала, позволяющий провести детальную корреляцию разреза, выявить особенности залегания продуктивных пластов и разделяющих их перемычек, более дифференцированно подойти к геометризации залежей и определению нефтенасыщенного объема пород. В то же время имеются случаи, когда скважины, пробуренные в пределах

залежи, характеризуются по данным ГИС как водонасыщенные или дают при опробовании воду, т. е. результаты исследования этих скважин ставят под сомнение правильность определения первоначального ВНК. Именно такие случаи имели место при обосновании модели бобриковских пластов Кыласовского

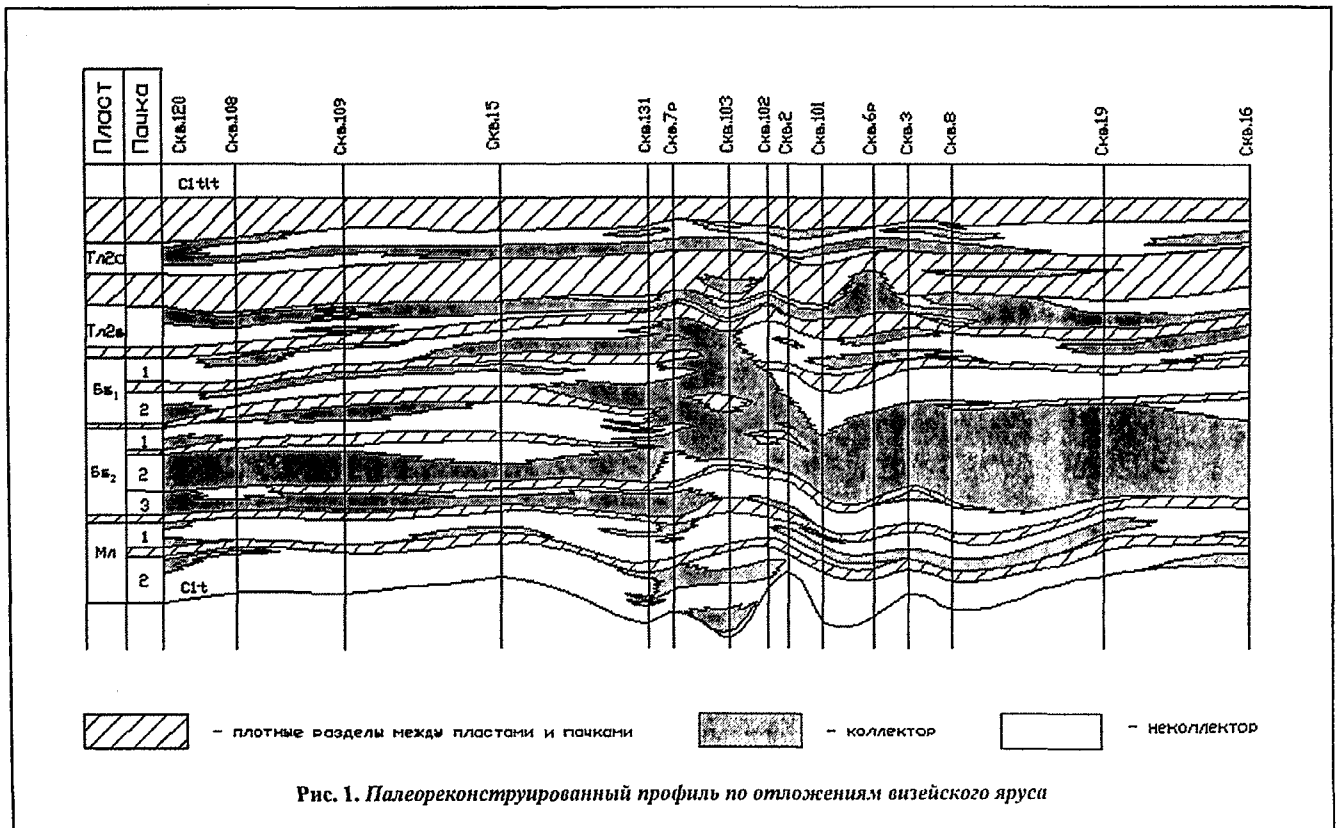


Рис. 1. Палеорекопструированный профиль по отложениям визейского яруса

месторождения. При пересчете запасов возникла необходимость доказать, что в таких скважинах зафиксировано не начальное, а текущее положение ВНК.

Кыласовское месторождение приурочено к центральной части Веслянского вала, осложняющего Бымско-Кунгурскую впадину (юго-восток Пермской области, Кунгурский район) [1, 2]. Продуктивные отложения визейского яруса представлены терригенными песчано-глинистыми породами. Залежи нефти и газа приурочены к неоднородным коллекторам, в которых, наряду с глинистым цементом, присутствуют и другие его виды: кальцитовый, сидеритовый, битумный и регенерационный.

На палео профиле, составленном для отложений визейского яруса (рис. 1), хорошо видны особенности залегания всех пронизаемых слоев и разделяющих их глинистых перемычек, подчеркивающих основные черты горизонтально-слоистой модели. Сложность строения пластов, когда, наряду с тонким переслаиванием в одних скважинах, существуют монолитные пласты в других, свидетельствует о том, что в основу типизации разрезов должны быть положены литологическая расчлененность и песчаность разреза с обязательным учетом суммарной толщины слоев.

При таком сложном строении основой анализа явилась реконструкция палеодолин, для чего были выделены зоны, где суммарная эффективная толщина более 5 м и коэффициент песчаности не менее 0,90.

Для пересчета запасов по данным ГИС и результатам опробования скважин было обосновано первоначальное положение ВНК на утвержденной ГКЗ отметке минус 1464 м. Но в принятую схему не вписывались результаты интерпретации данных ГИС по 5 скважинам, расположенным в центральной части месторождения (таблица).

Анализ геологического строения месторождения, детальная корреляция и литолого-фациальный анализ позволяют утверждать, что центральный купол месторождения (рис. 2) состоит из двух частей — северной (район скв. бр) и южной (район скв. 7р). Внутреннее геологическое строе-

Номер скважины	Дата бурения	Δl , м	Подошва нефти по данным ГИС, м	Кровля воды по данным ГИС, м	Результаты опробования
3	май 1993 г.	15,6	—	-1456,5	—
4	август 1992 г.	24,8	-1440,9	-1440,9	$Q_n = 2,8$ т/сут, $Q_g = 5,4$ м ³ /сут
7	январь 1993 г.	70,3	—	-1453,1	—
100	апрель 1966 г.	0,3	-1456,2	—	Вода
124	август 1969 г.	0,8	-1459,6	-1460,0	Вода с пленкой нефти, (плотность 1,17 г/см ³)

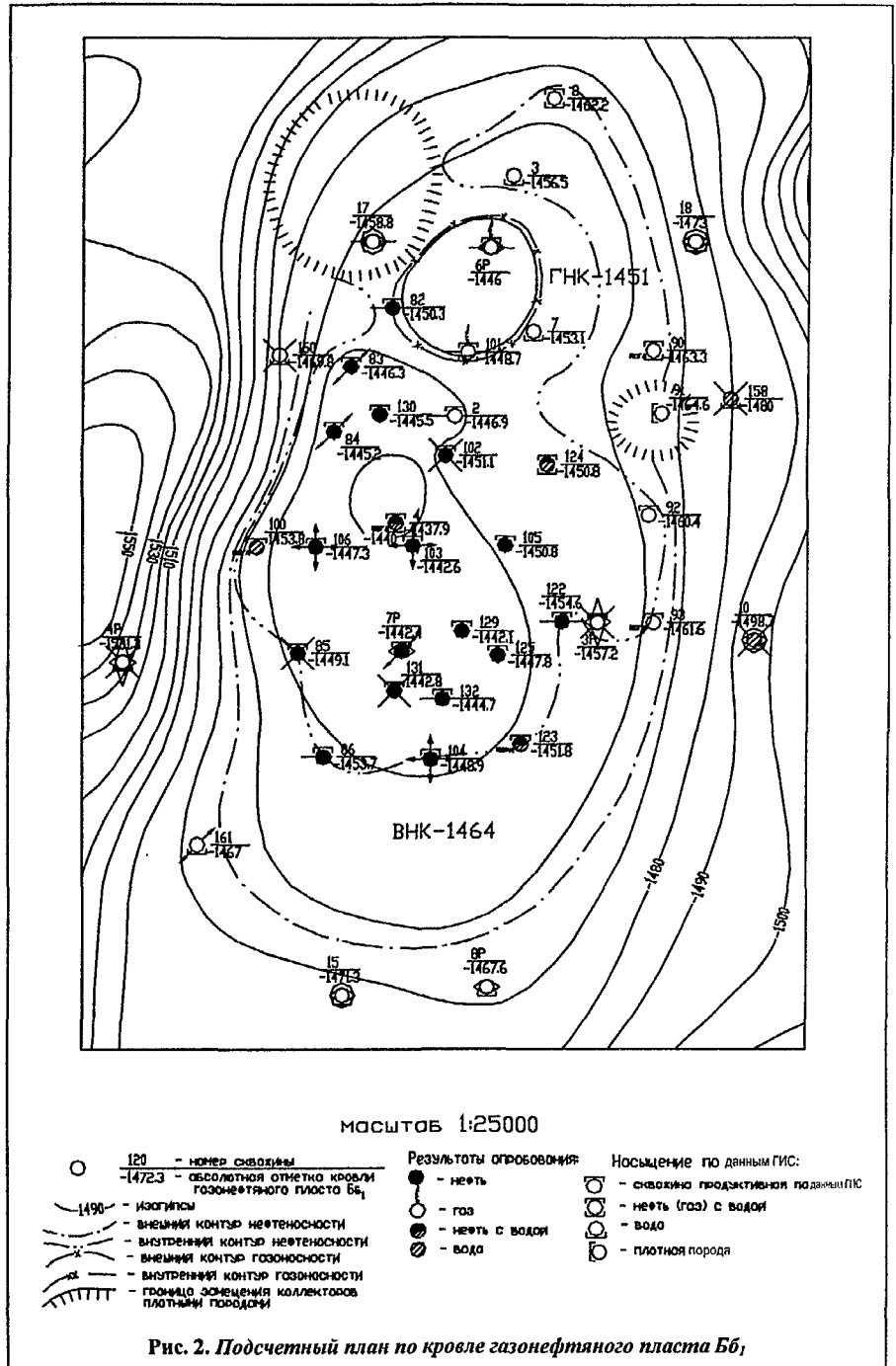


Рис. 2. Подсчетный план по кровле газонефтяного пласта Бб.

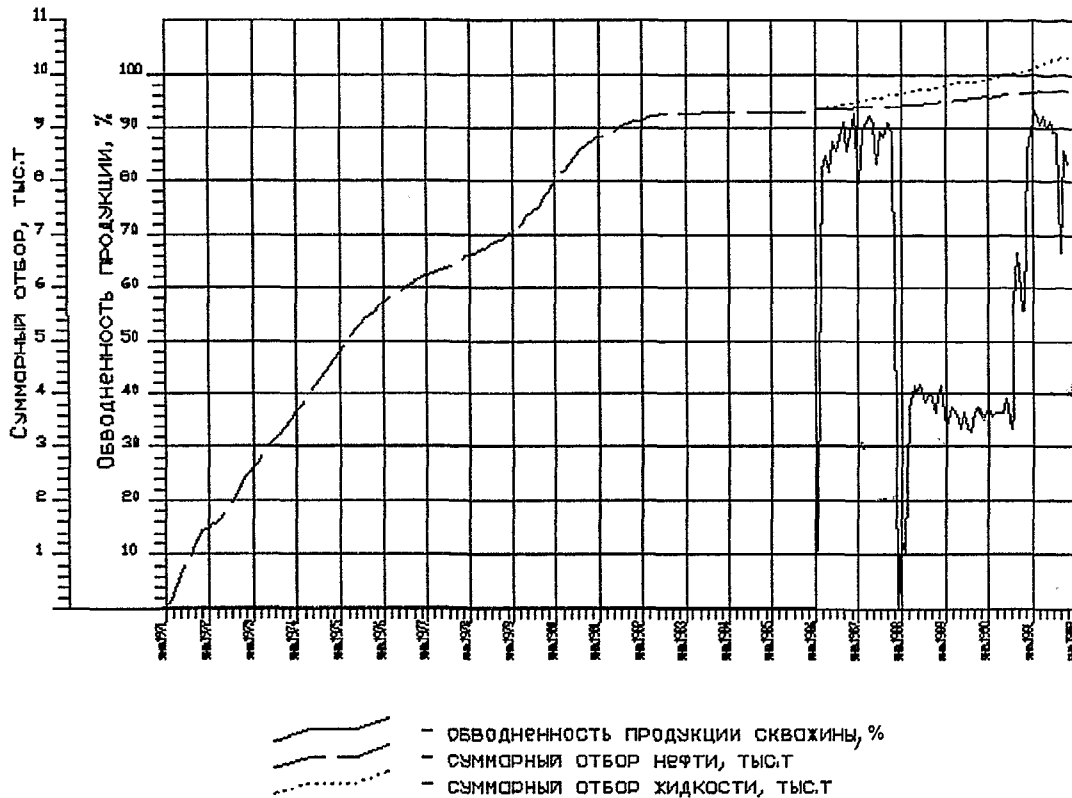


Рис. 3. Динамика работы скв. 82

ние их различно: в северной части коллекторы залегают в виде разобренных прослоев, сосредоточенных в кровле пласта, эффективная толщина здесь составляет 1,2...3,6 м. В районе скв. 2 эффективная толщина составляет всего 0,8 м. В скв. 102 верхняя часть пласта Бб₁ замещена плотными породами, т. е. северная и южная части залежи здесь разобренны (палеофиль).

В южной части пласт Бб₁ хорошо развит и представлен обеими пачками, эффективная толщина пласта достигает 15,8 м (скв. 132). В этой части месторождения происходит слияние пластов Бб₁ и Бб₂ (палеофиль). Разным строением северной и южной частей обусловлен различный характер обводнения в обеих частях залежи. Следовательно, в каждом конкретном случае вопрос об определении положения водонефтяного контакта должен решаться в зависимости от тех или иных геологических условий и детальности проведенных исследований, так как в процессе разработки обводнение скважин происходит под действием различных факторов.

На обводнение северной части залежи повлияли результаты работы добывающей скв. 82, введенной в разработку в декабре 1970 г. (рис. 3). До 1986 г. скв. 82 давала приток безводной нефти. В 1986 г. произошел прорыв пластовой воды (плотность 1,18 г/см³), и на дату бурения скв. 3 и 7 обводненность в ней составляла уже 83 %. На продвижение ВНК по-

вливал и отбор газа из скв. 6р в 1961 г.; дебит газа составлял 155 тыс. м³/сут.

На палеофиль видно, что северная часть залежи является запечатанной с обеих сторон (и с южной, и с северной). Энергетическая подпитка долгое время осуществлялась здесь только за счет естественного водонапорного режима. Изолированность этой части залежи подтверждается отсутствием влияния от нагнетательной скв. 160, где закачка осуществлялась с 1969 г., но, тем не менее, не оказывала никакого влияния на результаты работы скв. 82 (см. рис. 3). На построенной карте песчанности (рис. 4) видно, что воздействие скв. 160 могло проявиться только по простирацию палеодолины в юго-восточном направлении, северная же часть залежи остается слабодренируемой застойной зоной.

В южной части залежи интенсивный отбор нефти без поддержания пластового давления привел к обводнению скв. 124. Так, в скв. 102 развита только нижняя часть пласта (рис. 5), из которого отобрано 14627 т нефти. В скв. 124 развиты и верхняя, и нижняя части пластов. На карте песчанности видно, что доля коллектора в ней больше. Но верхняя часть пласта нефтяная, а нижняя уже промыта за счет четырехлетнего отбора из близлежащих скв. 102 и 105. Следовательно, в ней зафиксировано положение текущего ВНК. Таким образом, узкий язык обводнения внедряется далеко в глубь месторождения по участку пласта с лучшими коллекторскими свойствами.

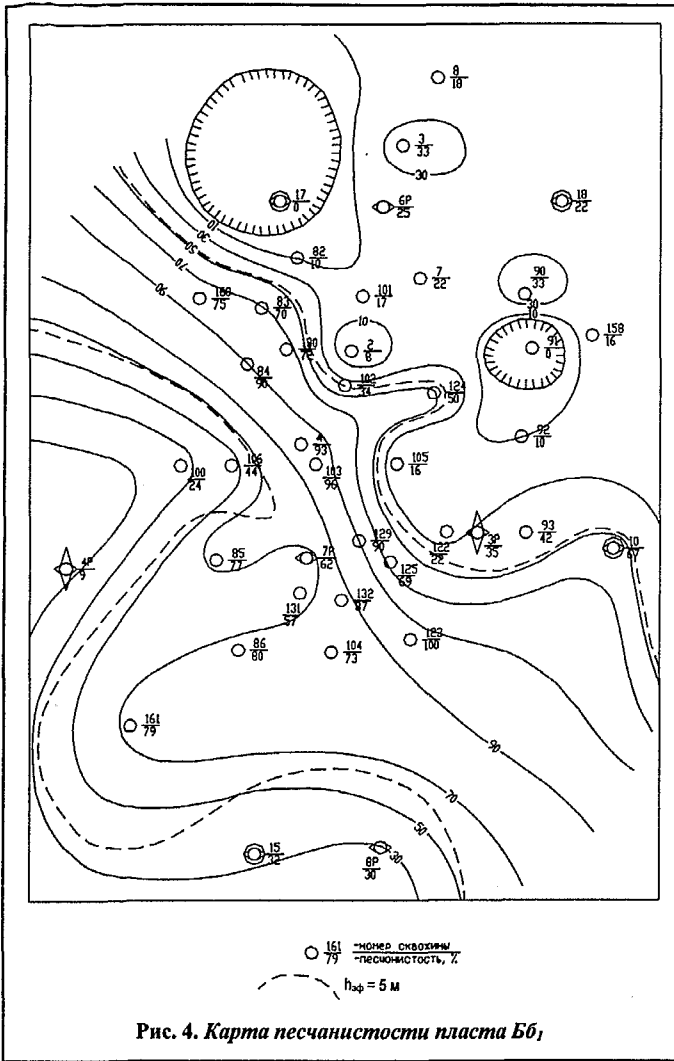


Рис. 4. Карта песчаности пласта Бб₁

В западной части месторождения в скв. 100 при опробовании получена вода, хотя пласт по данным ГИС характеризуется как нефтяной. Отбор нефти из скв. 106 привел к депрессии и прорыву воды, что и было зафиксировано в скв. 100 при ее опробовании.

Скважина 4 расположена в зоне развития наилучших коллекторов: эффективная толщина в ней 11,2 м, песчаность 93 %, наивысшие для данного пласта пористость (15 % при $K_{пр\text{ср}} = 12...13 \%$) и проницаемость ($0,17 \text{ мкм}^2$ при $K_{пр\text{ср}} = 0,082...0,085 \text{ мкм}^2$). Но к моменту ее бурения (1992 г.) обводненность продукции в близлежащих скважинах составляла 90...99 %. Карта обводненности продукции, построенная на дату бурения скв. 4 (рис. 6), показывает, что максимальные значения обводненности соответствуют в плане погребенной палеодолины, выявленной в результате литолого-фациального анализа отложений визейского яруса. Таким образом, сопоставление карты обводненности с картой распределения коллекторов свидетельствует о том, что наиболее интенсивное обводнение происходит по зоне распространения пород с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

При предыдущем подсчете запасов (Марков Н.Н., 1964) и анализе текущего состояния разработки (Шус-

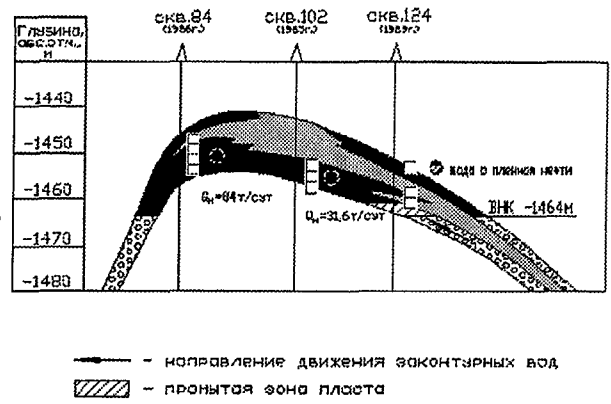


Рис. 5. Схематический геологический профиль по линии скв. 84—102—124 (пласт Бб₁)

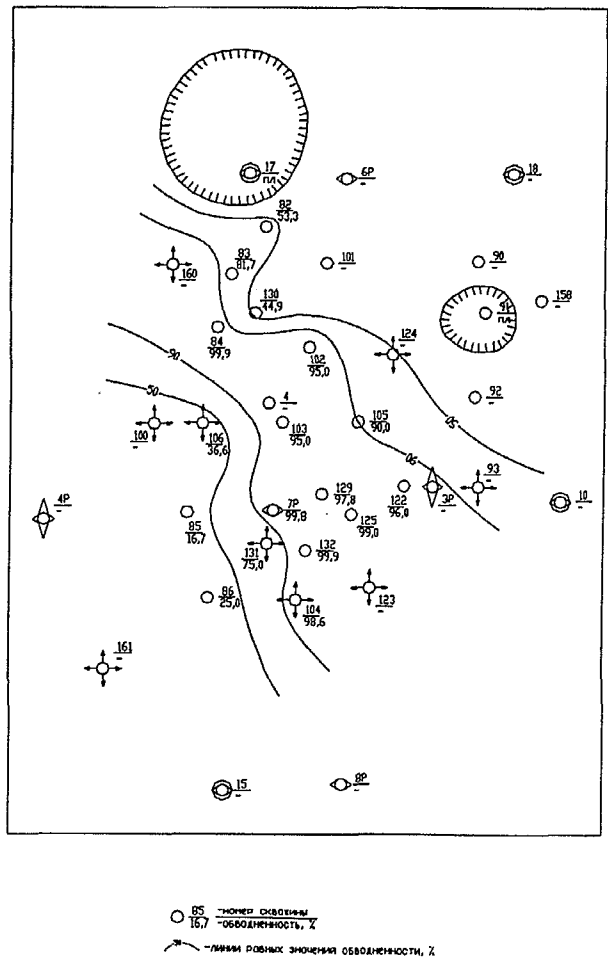


Рис. 6. Карта обводненности продукции пласта Бб₁ к моменту бурения скв. 4 (август 1992 г.)

теф И.Н., 1971) считалось, что в строении бобриковского пласта в пределах контура нефтеносности и в законтурной области нет существенных различий.

Однако в результате проведенных исследований была выявлена зональность в распределении коллекторов бобриковского горизонта. Установлено, что разные по коллекторским свойствам участки находятся в различных гидродинамических условиях, что приводит к неравномерному продвижению контуров нефтеносности.

Выводы

1. В скв. 3, 4, 7, 100, 124 зафиксировано не начальное, а текущее положение ВНК. Эти скважины характеризуют промытую зону пласта, т. е. отражают состояние залежи, вовлеченной в процесс разработки. Однако для построения геологической модели нужны сведения о первоначальном состоянии залежи. Следовательно, данные по перечисленным выше скважинам должны быть исключены при обосновании первоначального положения водонефтяного контакта, а также при расчете средних значений пористости и нефтенасыщенности по пласту.

2. Анализ темпов обводнения указывает на разный характер и разные скорости обводнения в северной и южной частях залежи, что приводит к неравномерному продвижению контуров нефтеносности и преждевременному обводнению отдельных скважин.

3. Литолого-фациальный анализ позволил выявить слабодренлируемую застойную зону в северной части центрального купола и зону распространения коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в южной его части.

4. Для рациональной разработки залежи необходим анализ ФЕС пород-коллекторов по данным лабораторного изучения образцов керна, ГИС и гидродинамическим исследованиям.

5. Построенная карта песчаности объективно отражает фильтрационную характеристику пласта и может быть использована для прогнозирования обводнения продуктивных пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. — М.: Недра, 1980.
2. Ракинцева И.А. Литолого-фациальный анализ отложений кожимского надгоризонта месторождений Веслянского вала на примере Кыласовского месторождения // Тез. докл. науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов ОАО "ЛУКОЙЛ". — Волгоград, 2001.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЕТРОФИЗИКА

УДК 552.5: 553.98.048

ОБ ОЦЕНКЕ КОНДИЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО ИХ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

В. П. Митрофанов, А. А. Злобин
(ООО "ПермНИПИнефть")

Проблема обоснования кондиционных свойств пород в связи с большой практической значимостью нашла отражение в работах многих исследователей. От ее решения в значительной степени зависит обоснование балансовых и извлекаемых запасов, а также и технология разработки залежей. Общепринятым считается выделение трех пределов: геологического, физического и технологического. Используемые при этом разнообразные лабораторные, геофизические и промысловые методы в той или иной степени являются косвенными.

Среди лабораторных методов наиболее объектив-

Данная статья посвящена рассмотрению нового метода оценки граничных значений фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород. Предлагаемый метод основан на анализе текущей нефтенасыщенности пород интенсивно дренированных залежей и позволяет определять геологический, физический и технологический нижние пределы пористости и проницаемости.

This article is devoted to examination of the new method of filtrate-volume properties liminary values of carbonate rocks. Suggested method is based on current oil saturated rocks analysis of intensive drained deposits and allows to determine geological, physical and technological lower limits of porosity and permeability.

ные результаты дают непосредственные измерения фазовых проницаемостей при соблюдении пластовых условий [1]. Преимущество в данном случае состоит в том, что при интерпретации результатов не нужно делать какие-то допущения и корректировки, обусловленные приближенностью модельных представлений и некоторых параметров, не под-

дающихся измерению. Основным недостатком метода, как любого другого лабораторного, является нереализуемость масштабного фактора.

Существующие методы оценки предельных коллекторских свойств не могут учесть все разнообразие