

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Определение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по
данным геофизических исследований скважин (на примере
Стариковского месторождения)**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Трофимова Александра Юрьевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018

Введение. Эксплуатация залежей нефти и газа связана с фильтрацией огромных масс жидкостей и газов в пористой среде к забоям скважин. От свойств пористых сред, пластовых жидкостей и газов зависят закономерности фильтрации нефти, газа и воды, дебиты скважин, продуктивность коллектора. Важнейшим свойством исследуемых горизонтов разреза являются их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). ФЕС пластов определяется их коллекторскими свойствами, характером насыщающего флюида, зависит от их геометрии.

Для оценки ФЕС коллекторов нефти и газа традиционно оперируют «статическими» величинами общей пористости, объемной глинистости и абсолютной проницаемости. Открытая пористость характеризует емкость коллектора, но не полностью отражает его фильтрующие способности. Абсолютная проницаемость показывает фильтрационные свойства коллектора в сухом состоянии для воздуха или инертного газа. Последний, в отличие от пластовых флюидов, не взаимодействует с твердой фазой коллектора.

Для количественного описания поведения коллекторов в процессе разработки необходимо использовать коллекторские свойства, которые более тесно связаны с динамикой флюидов (динамические ФЕС или эффективные параметры пористой среды) и позволяют полнее учитывать реальную структуру коллектора – эффективную и динамические пористости, а также фазовые и эффективные проницаемости по нефти (газу) и воде. Они же являются базисными параметрами в концепции эффективного порового пространства (ЭПП) и могут рассматриваться как основа «динамической» петрофизики, которая включает не только параметры, характеризующие движение флюидов, но и изменение этих параметров во времени.

Цель работы: на основании проведенных промыслово-геофизических исследований определить коллекторские свойства и характер насыщения флюидом пластов Стариковского месторождения.

В соответствии с поставленной целью были решены следующие задачи:

1. Изучить геологическое строение района работ;
2. Изучить методы геофизических исследований скважин, применяемые на исследуемой площади, методику работ и результаты интерпретации полученных данных;
3. Определить основные петрофизические характеристики исследуемых интервалов разреза (выделение коллекторов, определение глинистости, пористости, коэффициента насыщения и его характер, проницаемости);
4. Установить флюидосодержание пластов по ДАННЫМ индукционного нейтронного гамма каротажа (ИНГК) и материалам волнового акустического каротажа (ВАК).
5. . Провести сравнение полученных результатов.

Основным объектом исследований при написании бакалаврской работы было Стариковское месторождение. С целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в скважине № 11-Подгорная изучаемого месторождения проведен следующий комплекс ГИС: кавернометрия-профилеметрия (КВ), радиоактивный каротаж (ГК), индукционный каротаж (ИК), акустический каротаж (АК), гамма-гамма каротаж (ГГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), инклинометрия, термометрия.

Сложность определения ФЕС пород-коллекторов определяет необходимость комплексирования различных методов ГИС для более точной интерпретации полученных материалов. В работе выполнено сравнение результатов геологической интерпретации двух методик определения ФЕС пород-коллекторов по ИНГК и ВАК.

Основное содержание работы. В первом разделе, геологическое строение изучаемой площади, приводятся общие сведения о территории исследований.

В геологическом строении осадочного чехла Подгорной площади принимают участие породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста, залегающие со стратиграфическим несогласием на докембрийском кристаллическом фундаменте. Стратиграфическое расчленение проектных разрезов проведено в соответствии с утвержденными межведомственной стратиграфическая комиссия (МСК) региональными стратиграфическими схемами Восточно-Европейской платформы и действующим Стратиграфическим кодексом.

В пределах района работ практически все поисково-разведочное бурение проводилось только до отложений нижнего карбона. Строение нижележащих отложений изучалось по скважинам Уметовской площади и сопредельных территорий.

Стратиграфический разрез Стариковского месторождения представлен по данным поисковой скважины № 11-Подгорная, которая вскрыла отложения каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой и четвертичной систем, как показано на рисунке 1.1. Кристаллический фундамент в пределах площади не вскрыт.

В тектоническом отношении Стариковская структура приурочена по верхнему структурному этажу к восточной части Коробковско-Жирновской группе поднятий и расположена в пределах Уметовского структурного выступа, что изображено на рисунке 1.2, по нижнему структурному этажу - к восточному борту Уметовской мульды, представлено на рисунке 1.3.

В целом, рассматриваемый район непосредственно примыкает к крупному структурному элементу - Восточной флекуре, в основании которой существует сеть разломов по фундаменту, захватывающих отложения среднего и верхнего девона. По истории развития данная флексура относится к категории сложных. Отличительной особенностью

сложных флексур является опускание вначале одного из соседних блоков с последующим его подъемом, т.е. инверсией. Формирование сложных флексур сопровождается растяжением пластов на соединительных крыльях в начальный этап (при опускании блока) и сжатием в конце (при подъеме ранее опустившегося блока). В результате подобных движений в месте тектонического шва образовалась Стариковская структура.

По нижнему структурному этажу ось палеовпадины имеет субмеридиональное простирание. Поперечными сбросами палеовпадина расчленена на ряд приподнятых и опущенных блоков. В каменноугольное время произошла существенная перестройка структурного плана, многие элементы современного структурного плана оформились в юрское и меловое время. Однако, наиболее интенсивные подвижки, обусловившие формирование современной структуры, ее флексурных ограничений, относятся к кайнозойскому времени.

Осадочный чехол в данном районе в значительной мере дислоцирован. Доказательством является большое количество дизъюнктивных нарушений, отмеченных как по геологической съемке, так и при интерпретации сейсмопрофилей. Подтверждением сложности участка является строение Уметовского структурного выступа, который представляет собой совокупность отдельных небольших куполов. К одному из них по направлению на восток приурочена Стариковская структура.

На Стариковском месторождении в разрезе скв. 11-Подгорная промышленно нефтегазоносны отложения визейско-турнейского комплекса. Газоносность отложений бобриковского горизонта (визейский ярус) и нефтеносность кизеловского горизонтов (турнейский ярус) в скв. 11-Подгорная в процессе бурения скважины установлена по комплексу ГИС, керну и результатам опробования методом испытания пластов на трубах (ИПТ).

Во втором разделе, рассматриваются геофизические исследования скважин, методика работ и результаты интерпретации полученных данных.

На момент написания работы на Стариковском месторождении пробурена одна скважина 11-Подгорная. Для уточнения структурных построений привлечены данные комплекса ГИС по скважине 30-Уметовской, пробуренной в 1960 году и расположенной к юго-западу от скважины 11-Подгорной.

Комплекс геофизических исследований в скважине 11-Подгорная Стариковского месторождения представлен следующими методами: кавернометрия - профилометрия (КВ), радиоактивный каротаж (ГК), индукционный каротаж (ИК), акустический каротаж (АК), гамма-гамма каротаж (ГГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), инклинометрия, термометрия.

По скважине 11-Подгорная электрометрия не была записана по причине использования при вскрытии исследуемых отложений масляного раствора «унидрил», поэтому проведенный комплекс ГИС получился усеченным, отсутствуют методы стандартный каротаж (СК), боковой каротаж (БК), микрокаротаж зондирование (МКЗ), микробоковой каротаж (МБК). Данные методы не применялись, так как основой бурового раствора «унидрил» являются углеводороды, что делает данные полученные методами электрометрии не достоверными.

Радиоактивный каротаж на рассматриваемой площади выполнялся по всей глубине исследований. В скважине 11-Подгорная гамма каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) и гамма-гамма каротаж (ГГК) аппаратурой типа «Логис».

Кавернометрия выполнялась каверномерами типа СКПД. Данный каверномер предназначен для одновременного измерения значений двух взаимно-перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины и их полусуммы (среднего диаметра), Кавернограммы использовались для контроля технического состояния ствола скважины, при выделении коллекторов, а также при интерпретации РК и БКЗ.

Индукционный каротаж проводился в скважине 11-Подгорная

аппаратурой «Логис». Данные этого метода использовались для уточнения характера насыщения, уточнения границ продуктивных пластов и расчёта коэффициента их нефтенасыщенности

Акустический каротаж выполнялся прибором «Логис» (зонд И 3.2 П1 0.2 П2 0.2 П3 0.2 П4), масштаб глубин – 1:500.

Метод АК использовался для уточнения литологического состава пород и определения пористости.

Коллекторы на микрозондах выделялись по низким сопротивлениям и наличию положительных приращений микропотенциал–зонда над микроградиент–зондом. Плотные пласты отличались высокими сопротивлениями и различными приращениями микроградиент–зонда над микропотенциал–зондом.

Термометрия в скважинах проводилась с целью определения их термоградиента..

Инклинометрия проводилась в скважине 11-Подгорная инклинометром типа ИОН-1. Замеры кривизны в скважине 11-Подгорная производились через каждые 20-10м. Через 100м. производились контрольные замеры. Замеры кривизны учитывались при структурных построениях.

В подглаве 2.2 представлены методики обработки и интерпритации данных геофизических исследований скважин.

1. К исходным геофизическим параметра:
2. Относительная амплитуда ГК или двойной разностный параметр.
3. Водородосодержание по ННК
4. Объёмная плотность по ГГКп
5. Интервальное время продольной волны
6. Оценка характера насыщения
7. Относительная амплитуда НГК или двойной разностный параметр

К основным петрофизическим характеристикам исследуемых интервалов разреза определяемых в работе относятся:

1. Выделение коллекторов
2. Определение глинистости
3. Определение пористости
4. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности
5. Определение коэффициента проницаемости

В главе 2.3 представлена теория определения характера насыщения флюидом пород-коллектора на основе упругих свойств.

Упругие характеристики коллекторов, в частности объемная сжимаемость, изменяются в зависимости от характера их насыщения. Взаимосвязь упругих компонент нефтеводонасыщенного коллектора - скелета породы, материала твердой фазы и насыщающих флюидов со скоростью продольных и поперечных волн описывается известной моделью М. Био и Ф. Гассмана . В частности, Ф. Гассман предложил рассматривать горные породы-коллекторы как дифференциально упругие тела, отдельные компоненты которых можно уподобить порознь упругим телам и применить к ним законы теории упругости в дифференциальной форме. При этом были введены упругие константы, характерные для деформации пористых тел. Впоследствии И. Гиртсма показал, что, несмотря на кажущееся различие моделей пористого тела, представленных М. Био и Ф. Гассманом, математически эти модели эквивалентны.

Модификация данной упругой модели среды применительно к определению коэффициента нефтенасыщения коллекторов является основой метода определения нефтенасыщенности по волновому акустическому каротажу.

Метод базируется на теории упругих деформаций пористых насыщенных тел (М. Био и Ф. Гассмана), модифицированной применительно к определению нефтенасыщенности коллекторов. Интервальные времена для продольной ΔT_p и поперечной ΔT_s волн определяемые по волновой картине

волнового акустического каротажа, а также плотность коллектора $\delta_{\text{п}}$, позволяют рассчитать полную объемную динамическую сжимаемость $\beta_{\text{о.д}}$ нефтенасыщенного коллектора (14)

$$\beta_{\text{о.д}} = -\frac{1}{V} \left[\frac{\Delta V}{\Delta P} \right]_{\text{T}} = \frac{1}{\delta_{\text{л}}} \left[\frac{3\Delta t_{\text{п}}^2 \cdot \Delta t_{\text{с}}^2}{3\Delta t_{\text{с}}^2 - 4\Delta t_{\text{п}}^2} \right];$$

и с учетом сжимаемостей компонентов породы определить объемное содержание требуемого компонента с известной сжимаемостью по зависимости индекса динамической сжимаемости (ИДС) от коэффициента водонасыщения, ИДС=f(Kв), настроенной на свойства изучаемого объекта.

В главе 3 приводятся результаты определения характера насыщения пород-коллекторов на данным геофизических исследований, в сравнения результатов от двух методов по одинаковым интервалам, а именно по ИНГК и по ВАК.

Заключение. Оптимальное использование ресурсов известных и вновь открываемых месторождений нефти тесно связано с проблемой детального изучения фильтрационно-емкостных свойств и характеристик насыщения продуктивных пластов, вскрываемых скважиной. Эти данные необходимы для выявления в разрезе продуктивных пластов и закономерностей их распространения по площади, изучения строения месторождений, подсчета запасов нефти, выбора наиболее рациональной системы разведочного бурения и др. Поэтому детальное изучение разрезов нефтяных скважин, контроль их технического состояния и условий эксплуатации являются задачами первостепенной важности.

В работе рассмотрены стандартные и современные методы ГИС для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на примере Стариковского месторождения.

к стандартным методам относятся:

- профилометрия (КВ)
- радиоактивный каротаж (ГК)
- индукционный каротаж (ИК)
- акустический каротаж (АК)
- гамма-гамма каротаж (ГГК)
- нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)
- инклинометрия
- термометрия

Также оценку некоторых фильтрационных параметров, например коэффициент проницаемости, можно выполнять на основе петрофизических зависимостей «керна» - «керна» и «керна» - ГИС.

Среди современных методов оценки фильтрационно-емкостных характеристик и характера текущей насыщенности можно отнести ИНГК и ВАК. Каждый из этих методов имеет свои преимущества и ограничения.

Преимуществами ИНГК является:

- возможность применения в открытых и обсаженных стволах

скважины;

- литологическое расчленение разрезов и выделение коллекторов;
- оценка пористости пород;
- количественная оценка нефтенасыщения.
- независимость информативности от качества цементации колонны;

К недостаткам можно отнести:

- невозможность расчета динамической пористости;
- невозможность расчета коэффициента проницаемости.

В то же время к преимуществам ВАК относятся:

- оценка динамической пористости;
- определение коэффициента проницаемости
- возможность применения в открытых и обсаженных стволах

скважины;

недостатком является:

- зависимость результатов метода от качества цементации обсадной

колонны.

В целом оба метода и ИНГК и ВАК подтверждают и дополняют друг друга, поэтому целесообразнее использовать данные методы в единой технологии, что повысит достоверность и однозначность геофизических заключений.

Таким образом, при написании работы автором решены следующие задачи:

1. Изучено геологическое строение района работ;
2. Изучены методы геофизических исследований скважин, методика работ и результаты интерпретации полученных данных;
3. Определены основные характеристики исследуемых интервалов разреза (выделение коллекторов, определение глинистости, пористости, коэффициента насыщения и его характер, проницаемости);
4. Получены характеристики флюидов находящихся в изучаемых пластах по ИНГК и ВАК. Проведено сравнение полученных результатов.

Рассмотренные вопросы помогли автору определить коллекторские свойства и характер насыщения флюидом пластов Стариковского месторождения, что в дальнейшем будет способствовать оптимизации эксплуатации данного месторождения.