

УДК 622.276.5.001.42

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF METHODS
FOR DETERMINING RESERVOIR PARAMETERS ACCORDING
TO A STUDY OF HORIZONTAL WELLS
TO SOLVE PRACTICAL PROBLEMS**

Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Абдулсалам Мустафа

магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
Mr.abdulsalam183@yahoo.com

Чуквуемека Агустин Окечукву

магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
engine_aust@gmail.com

Аннотация. В статье показано, что месторождения, предлагаемые к эксплуатации, отличаются сложностью условий залегания, высокой степенью парафинизации нефтей и трещиноватостью вмещающих пород. Безусловно, развитие технических и технологических средств добычи соответствует необходимости повышения качества и интенсивности эксплуатационных мероприятий, но даже этого бывает недостаточно, поскольку на практике проведения работ возникает множество непреодолимых обстоятельств, которые в какой-то мере могли бы быть предсказаны по результатам моделирования. Тем не менее, нельзя забывать, что моделирование не является универсальным средством обоснования процессов нефтедобычи, но путём введения поправочных коэффициентов, а также специальных условий разработки можно добиться практически полной идентичности моделей реальным условиям.

Ключевые слова: моделирование пластовых процессов; качество комплексной технологии; оценка качества результатов исследований; система петрофизических уравнений; адаптивная интерпретация; методика определения параметров пласта; исследование горизонтальных скважин.

Petrushin Evgeny Olegovich

Leading oil and gas production
technologist,
TsDNG1 of JSC Pechoraneft
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Strayevich

Candidate of technical sciences,
Associate professor
of applied mathematics,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Abdulsalam Moustapha

Undergraduate,
Kuban state technological university
Mr.abdulsalam183@yahoo.com

Chukvuyemeka Agustin Okechukvu

Undergraduate,
Kuban state technological university
engine_aust@gmail.com

Annotation. The article shows that the fields offered to the operation, are complex conditions of occurrence, high paraffin treatment of oils and fractured host rocks. Of course, the development of technical and technological means of production corresponds to the need to improve the quality and intensity of the operational activities, but even this is not enough, because in practice there are many works of compelling circumstances, which to some extent could be predicted by simulation results. Nevertheless, we must not forget that the simulation is not a universal means of justification oil production processes, but also by introducing correction factors, as well as the development of special conditions you can achieve almost complete identity models to real conditions.

Keywords: reservoir modeling processes; the quality of complex technology; evaluation of the quality of research results; petrophysical system of equations; adaptive interpretation; method of determining reservoir parameters; study of horizontal wells.

Ранее нами были рассмотрены теоретико-методологические аспекты гидродинамических исследований горизонтальных скважин [1–3], а также разработана методи-

ка определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин [4–7]. Проведём оценку применимости полученных данных.

Рассматривая проблему качества, следует отметить, что в соответствии с [8] понятия качества деятельности и её эффективности тесно взаимосвязаны. Во-первых, качество результата связано с экономической эффективностью: повышение качества результатов в этом случае приводит к увеличению степени их соответствия потребностям. Рост качества при этом, как правило, ведёт к росту затрат, и если темп их роста превышает темп роста качества, значит, качество достигается за счёт снижения эффективности (экономической). Преодоление этого противоречия возможно только путём интенсификации производства, т.е. лучшей организации деятельности и системной связи её компонентов. Во-вторых, качество результата деятельности связано и с другими видами эффективности: целевой – через степень осуществления цели и потребностной – через понятия цели и потребности. При этом потребностная эффективность определяется как степень отражения потребности в цели, тогда как качество результата – это соответствие качественной стороны результата имеющимся потребностям.

Переходя от понятия качества результата деятельности к качеству самой деятельности, следует отметить, что качество результата деятельности находится в прямой зависимости от качества деятельности и целиком им определяется. Последнее обязательно должно найти отражение при изучении проблемы качества применительно к качеству решения геологических задач с применением моделирования пластовых процессов.

Как известно, было принято, что подсистема моделирования пластовых процессов в соответствии с поставленными экономическими и геологическими целями должна обеспечивать качественное выполнение исследований утверждённого для каждого района оптимального комплекса моделирования пластовых процессов, решение задач оперативной интерпретации, определение необходимых параметров для оперативного (текущего) и полного подсчёта запасов. Предполагалось также, что подсистема обладает достаточными возможностями для автономного обеспечения решения этих задач с использованием опорных данных по результатам испытаний объектов в колонне и изучения кернa.

Однако, как показано при рассмотрении функционирования подсистемы с позиций системного информационно-технологического подхода [9], это не так. Нужны существенные принципиальные изменения в подходе к вопросам качества изучения геологических объектов и геологической эффективности решения геологических задач с применением моделирования пластовых процессов, к вопросам оптимальных комплексов и оперативной интерпретации.

Представляется более предпочтительным подход с системных позиций, когда моделирование пластовых процессов рассматриваются как подсистема геологоразведочных работ, тесно взаимодействующая с подсистемами бурения, испытаний, сейсморазведки и других видов работ в процессе изучения геологических объектов на различных уровнях (пласт, интервал, скважина, залежь, месторождение). Применение такого подхода существенно меняет содержание и структуру проблем, целей, задач применительно к развитию моделирования пластовых процессов и предопределяет необходимость их рассмотрения во взаимосвязи с другими подсистемами разведки.

Одной из важнейших проблем для моделирования пластовых процессов является проблема качества и управления качеством. Подход к данной проблеме с системных позиций предусматривает определение качества как системы, анализ её структуры, состава компонентов и элементов, их взаимосвязей. Обычно в данной системе различают качество продукта труда, качество процесса его создания и качество труда. Между указанными компонентами существует определённая зависимость: качество труда при определённом качестве процесса создания продукции (включая качество исходных материалов, технических средств и т.п.) определяет качество конечного продукта. Само же качество продукта понимается как степень соответствия его потребительных свойств определённым потребностям и установленным требованиям [10, 11].

Применительно к моделированию пластовых процессов обычно рассматривалось качество результатов измерений, зарегистрированных на носителях информации,

качество разработки и изготовления технических средств, качество обработки данных и интерпретации [12, 13]. Однако, исходя из системного информационно-технологического подхода, проблему качества результатов моделирования пластовых процессов следует рассматривать в рамках более широкой проблемы – качества изучения разномасштабных геологических объектов с применением исследований скважин.

С общих позиций наиболее очевидным представляется подход, когда уровень качества изучения геологических объектов с применением моделирования пластовых процессов оценивается как мера соответствия процесса изучения (методик, технологий и т.д.) установленным нормативным требованиям, базирующимся на достижениях научно-технического прогресса и учитывающим конкретные геолого-технические условия изучаемых объектов.

Важнейшими компонентами системы качества изучения геологических объектов становятся качество выбранной сложной технологической схемы, а также качество её выполнения при реализации геологоразведочного процесса, т.е. качество труда.

Следующим компонентом качества является связь конечного геологического результата изучения объекта с выбранной комплексной технологией. В общем случае качество комплексной технологии будет определяться:

- а) качеством разработки технологии как совокупности операций;
- б) качеством разработки и изготовления технических и программно-методических (интерпретационных) средств, организационно-экономическим обеспечением и т.д., т.е. качеством элементов технологий;
- в) качеством выполнения технологий, т.е. качеством труда: соблюдением требований и условий эксплуатации технических и программно-методических средств, соблюдением стандартов на полноту комплекса (работ) и методик исследований, обработки и интерпретации, на организацию работ и их экономическое обеспечение.

Переходя к единичной скважине, отметим, что качественное изучение геологического разреза предусматривает выполнение запланированных в программе работ видов исследований в установленные сроки с соблюдением определённых технико-технологических, временных и геологических требований и условий по всему комплексу работ – по покрытию разреза бурением, отбору керна и шлама, проведению опробований в открытом стволе скважины, по спуску колонн и испытаниям в колонне, проведению геофизических исследований и т.д. со своевременной комплексной обработкой и интерпретацией всей полученной информации.

Рассмотрение факторов, влияющих на качество результатов исследований, показывает, что они имеют сложную природу. В частности, известно, что на качество исследований существенное влияние оказывают геолого-технические условия скважины (раствор, состояние ствола скважины), а при применении более сложных технологий, так называемых специальных исследований («два раствора», с «продавкой» и др.), – также и соблюдение специальных технологий буровыми службами. Отмеченное влияние усиливается с переходом к сложно-построенным разрезам и коллекторам, доля которых из года в год увеличивается, а также к большим глубинам скважин с усложнением термобарических условий. Практически получаемое качество моделирования пластовых процессов в такой трактовке существенно зависит и от технологии бурения (испытаний), а не только от технологии моделирования пластовых процессов. Дополнительно следует отметить, что технологические операции по вскрытию разреза, изменению свойств буровых растворов, спуску колонн, ликвидации аварий, поглощений и проявлений, по опробованию в открытом стволе и испытаниям в колонне, подготовке к каротажным работам оказывают на такие коллекторы значительное, меняющееся во времени физико-химическое и механическое воздействие.

Как уже отмечалось, в усложняющихся геолого-технических условиях традиционный подход к исследованиям скважин с применением стандартных некомплексных технологий в большинстве случаев не обеспечивает необходимое качество изучения разреза и эффективное решение геологических задач. Таким образом, для единичной скважины применительно к моделированию пластовых процессов в подсистеме качества процесса изучения разреза следует выделить три элемента: качество измерений,

качество исследований по комплексным технологиям, качество обработки и оперативной интерпретации. Аналогично для более высокого уровня изучаемых объектов (площадь, залежь, месторождение, район) нужно ввести понятие «качество исследования Объекта», характеризующее качество совокупности процессов труда и качество труда всех видов работ, выполняемых при реализации сложных, но логических схем моделирования и разведки. Применительно к выделенным элементам качества необходимо отметить следующее.

Качество моделирования пластовых процессов обеспечивается:

- научно-техническим уровнем аппаратуры, качеством её разработки и изготовления;
- уровнем метрологического обеспечения и качеством разработки и изготовления метрологического оборудования и инструмента;
- уровнем технологии (методики) выполнения измерений и метрологической подготовки;
- качеством труда исполнителей работ на всех этапах и стадиях технологического процесса моделирования пластовых процессов.

Оценка качества измерений осуществляется в соответствии с технологическими требованиями на проведение каждого вида исследований и инструкциями по эксплуатации (применению) аппаратуры (метода) и может быть выполнена на основе первичных результатов измерений. В то же время высокое качество измерений в комплексных технологиях исследования скважин не всегда может обеспечить необходимую точность измеряемых параметров, так как измерения могут быть выполнены в неоптимальных геолого-технологических или временных условиях для данного метода или аппаратуры. Это должно быть учтено качеством исследований объекта (скважины, интервала, пласта), которое обеспечивается:

- уровнем комплексной технологии исследований;
- качеством моделирования пластовых процессов;
- качеством других технологических процессов в комплексных технологиях;
- качеством труда исполнителей всех видов работ, реализующих комплексную технологию.

Оценка качества исследований объекта должна осуществляться на основе специально разработанных стандартов (сертификатов), дифференцированных для типов геологических объектов (разрезов), с учётом круга решаемых задач по совокупности результатов исследований, включая результаты моделирования пластовых процессов, а также по документации, подтверждающей полное выполнение стандартизированной комплексной технологии исследований.

Качество обработки и интерпретации результатов исследований определяется:

- качеством измерений и исследований;
- уровнем программно-методического (теоретического, алгоритмического, петрофизического) обеспечения комплексной обработки и интерпретации;
- уровнем обобщения и использования площадной (районной, региональной) геолого-геофизической и опорной негеофизической информации (результаты испытаний и др.), а также информации других систем наблюдения (наземная геофизика, аэрокосмические исследования);
- качеством труда исполнителей работ, включая полноту и комплексность использования знаний и информации.

Качество обработки и интерпретации результатов исследований необходимо оценивать по специально разработанным стандартам (сертификатам) для этапов эксплуатации, конкретных типов разрезов и геолого-технических условий (районов).

Конечным результатом может быть заключение (акт) моделирования пластовых процессов об изучаемом разрезе, дополненное необходимой информацией о процессе труда и его осуществлении исполнителями, основанное на указанных выше компонентах качества, оформленных в виде требований.

Тем не менее, несмотря на возникающие проблемы, для получения количественных оценок трещинной и кавернозной составляющих комплексирование данных

микроимиджеров и стандартных методов моделирования пластовых процессов необходимо. Прежде всего, алгоритм оценки раскрытости трещин и, соответственно, трещинной пористости требует масштабирования данных микроимиджеров к боковому каротажу, а оценка вторичной пористости производится при условии непрерывной (а не попластовой) оценки в интервале исследований общей пористости. При этом данные должны быть увязаны по глубине с сантиметровой точностью, требования же зачастую превосходят возможности субподрядчиков, особенно не знакомых со спецификой разреза в данном конкретном регионе и не имеющих достаточного опыта работы. Прежде всего, подобное ведение работ позволяет использовать дорогостоящие методы исследования скважин совместно с относительно дешёвыми стандартными исследованиями моделирования пластовых процессов, выполняемыми субподрядчиками, и, во-вторых, заказчик получает две независимые оценки.

К основным недостаткам же следует отнести необходимость координации работ двух субподрядчиков (начиная непосредственно с проведения работ на скважине и заканчивая предоставлением данных) и, к сожалению, отсутствие у российских подрядчиков ряда приборов, позволяющих повысить информативность комплекса. Дополнительные методы моделирования пластовых процессов должны подбираться с учётом конкретного разреза, для решения конкретных задач в условиях недостаточной информативности стандартного комплекса моделирования пластовых процессов. Например, метод оценки проницаемости по волне Лемба-Стоунли, реализованный в аппаратуре гирокопостной акустики при значениях пористости менее 10 % и развитии трещиноватости, не обеспечивает в силу физических ограничений количественную оценку проницаемости, хотя на качественном уровне проницаемые интервалы выделяются достаточно уверенно.

Таким образом, данный метод может применяться для решения специализированных задач привязки и калибровки сейсмических данных, так как позволяет получить качественные данные в зоне малых скоростей, а также для определения механических свойств пород, определения абсолютного значения минимального горизонтального напряжения и других задач, решаемых только при использовании данного метода. Задача определения направления распространения трещин при наличии в комплексе микроимиджеров решается этими методами и не требует дублирования. Использование метода моделирования пластовых процессов в карбонатных коллекторах для оценки проницаемости также невозможно из-за влияния трещин и каверн. Соответствующие алгоритмы рассчитаны исключительно на межзерновый тип коллектора. К оценкам остаточной водонасыщенности и каверновой составляющей по этому методу также необходимо подходить с большой долей осторожности, так как на них влияет выбор граничных значений, который зависит от множества причин и варьируется в значительных пределах.

Границы пластов и трещины в случае их горизонтального залегания выделяются на видеограммах в виде горизонтальных полос. Любое отклонение положения пласта или трещины от горизонтали или оси скважины от вертикали отобразится на видеограмме. В этом случае границы пластов трещины будут иметь синусоидальную форму, причём чем больше отклонение, тем больше амплитуда синусоиды. При рассмотрении планшетов в масштабе глубин 1:200 границы пластов и трещины на видеограмме отображаются в виде горизонтальных тёмных полос, на планшетах же с масштабом глубин 1:50 и 1:20 наклонные трещины отображаются в виде синусоиды. Для некоторых трещин по стволу скважины были подсчитаны углы наклона трещин [14].

Угол встречи слоя или трещины со скважиной α вычисляется с помощью формулы:

$$\alpha = \arctg \cdot \frac{H_2 - H_1}{d}, \quad (1)$$

где H_2 и H_1 – координаты максимума и минимума кривой по оси глубин; d – диаметр скважины по кавернометрии (номинальный $d = 76$ мм).

Для расчёта углов использовались значения кривой каверномера.

Идея компонентного анализа математически сводится к решению системы петрофизических уравнений (петрофизических моделей), которые здесь предполагаются линейными:

$$Y = AX + e, \quad (2)$$

где входной вектор Y (с погрешностью e) образован интерпретационными (петрофизическими) параметрами отдельных методов моделирования пластовых процессов; вектор решений X определяет объёмные содержания минеральных компонент породы (пласта).

Выражение (1) определено после того, как качественно задана компонентная модель породы и количественно – петрофизические характеристики компонент (матрица A). В качестве компонент могут рассматриваться скелет и глинистое вещество в целом, флюид, отдельные минералы, твёрдое органическое вещество и т.д.

Из-за изменений условий осадконакопления с глубиной (возрастом отложений) в принципе не существует фиксированной петрофизической настройки A , общей для всего разреза. Задача состоит в том, чтобы найти не только решение X с учётом погрешностей измерений e , но и элементы матрицы A петрофизических характеристик. Адаптивная настройка учитывает изменение геохимической обстановки и условий осадконакопления по разрезу посредством смены компонентной модели. При этом могут изменяться как компонентная модель в целом, так и петрофизические характеристики одной и той же компоненты. Для решения этой задачи разработан специальный итерационный алгоритм [15].

Математической проблемой, не менее важной (но более сложной), чем решение системы уравнений (1), является проблема оценки погрешностей её решения. Оценка погрешностей проводится методом имитационного математического моделирования решений прямых задач, соединённого с петрофизическим моделированием пород и наложением соответствующих помех.

Введение в выражение (1) гипотетических эмпирических связей вместо обоснованных петрофизических моделей эквивалентно введению дезинформации. Синергизм геологически интеллектуальной интерпретирующей системы проявляется в том, что действие закона накопления ошибок, вносимых модулями однометодной интерпретации, гасится антиэнтропийным накоплением информации, вносимой законами надпорядного уровня.

Адаптивная интерпретация отличается от поправочных методик тремя принципиальными особенностями:

- 1) не требуется введения гипотетических петрофизических связей;
- 2) содержания всех минеральных компонент определяются одновременно без последовательного введения многочисленных поправок;
- 3) петрофизические связи, например, между динамической пористостью и содержаниями отдельных минералов, минералогической глинистостью или содержанием пелитовой фракции, парциальными вкладами различных глинистых минералов и т.д., выявляются (если они существуют) как результат петрофизической интерпретации.

Методика обработки диаграмм моделирования пластовых процессов (или результатов комплексной интерпретации, данных лабораторных исследований керна об изменениях с глубиной элементного, минералогического, гранулометрического состава, петрофизических свойств) включает следующие процедуры:

- анализ частотных спектров цикличностей;
- выявление в спектрах системы цикличностей, характеризующих геодинамические условия образования коллекторов данного месторождения;
- построение георитмограмм и выявление на них геотаймеров;
- выявление ритмических несоответствий, обусловленных перерывами осадконакопления, и оценка длительности перерывов, перевод периодов геотаймеров из масштаба глубин в масштаб геологического времени.

При определении граничных значений характеристик коллекторов, определённых по данным моделирования пластовых процессов, можно привлекать прямые качественные признаки (наличие глинистой корки, радиальный градиент сопротивлений,

измеренных зондами с разной глубиной исследований, изменение показаний методов моделирования пластовых процессов, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения). На основании прямых качественных признаков по диаграммам моделирования пластовых процессов разрез дифференцируют на коллекторы и плотные интервалы. Таким образом, формируют статистические выборки.

При получении граничных значений характеристик коллекторов необходимо учитывать «Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом», которые являются официальным документом ГКЗ РФ. В частности, в последнем издании (2003 г.) в разделе 3.3 освещается вопрос об использовании в качестве граничных значений не одной, а нескольких характеристик продуктивных отложений. Эксперты ГКЗ настаивают, что невозможно одновременно применять две и более характеристики в качестве граничных значений, если одна получена из первой напрямую с использованием петрофизических связей. С этим нельзя не согласиться. Для рассматриваемых пород граничное значение пористости, полученное по прямым качественным признакам, равно 6 %.

Суммарная эффективная толщина при этом будет складываться из пластов, лежащих на графике выше линии 1-1. Построим теперь связь «открытая пористость – абсолютная проницаемость». Из построенной связи легко установить граничное значение по проницаемости $K_{пр.гp} = 0,07$ мДарси. Для более достоверного выделения коллектора возможно использование в качестве критерия абсолютную проницаемость. Однако в этом случае из числа проницаемых пластов будут исключены пласты, лежащие на графике левее линии 2-2 и имеющие пористость выше кондиционной.

Отметим, что нельзя использовать две и более коррелируемых характеристики продуктивных отложений для поиска граничных значений. Но если имеются независимые характеристики продуктивных отложений, каждая из которых существенно влияет на наличие коллекторов в разрезе продуктивных отложений, их не только можно, но и нужно использовать в качестве характеристик, разделяющих коллекторы и неколлекторы. Иными словами, для выделения коллекторов нужно находить граничные значения таких характеристик. Так, например, для продуктивных карбонатных отложений Памятно-Сасовского нефтяного месторождения было отмечено отсутствие связей между пористостью и глинистостью (рис. 1). В то же время было показано, что относительная глинистость имеет существенные корреляционные связи с остаточной водонасыщенностью и проницаемостью. Поэтому второй критерий для выделения коллекторов (первый использовал для выделения коллекторов граничную пористость) базируется на граничной относительной глинистости коллекторов.

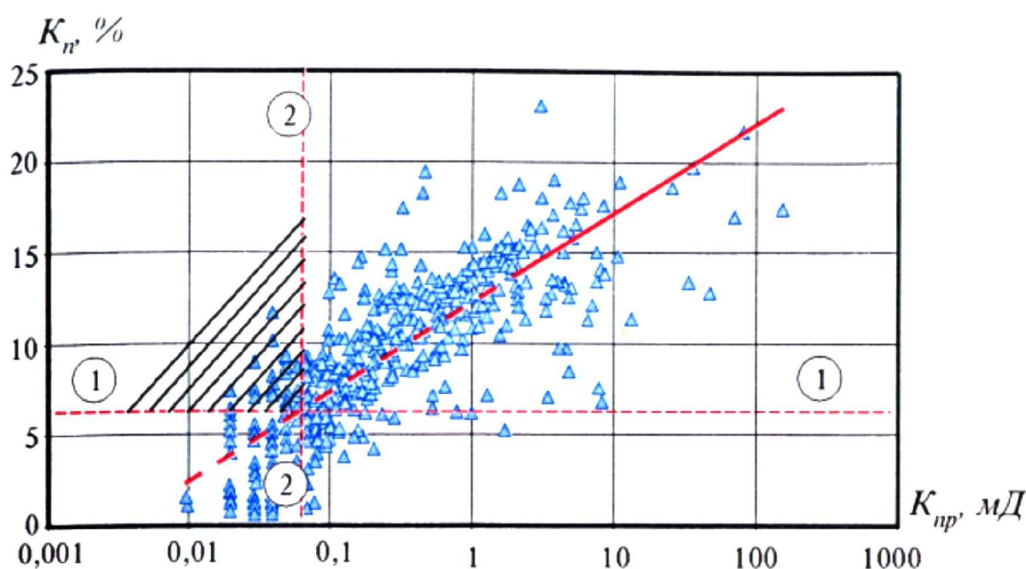


Рисунок 1 – Зависимость «пористость – абсолютная проницаемость» для Памятно-Сасовского нефтяного месторождения

Напомним, как выглядят универсальные критерии выделения коллекторов:

- если $K_e + K_{ОН_2} = 1$, то порода – неколлектор;
- если $K_e + K_{ОН_2} < 1$, то порода – коллектор для нефти (газа);
- если $K_e^* + K_{ОН_2} < 1$, то порода – коллектор для воды.

Определение характера насыщения коллектора. Если $K_e < K_e^* = (1 - K_{ОН_2})$, то коллектор отдаёт воду. Таким образом, для перехода от универсальных критериев выделения коллекторов к общепринятым критериям, использующих в качестве «разделяющих» (коллекторы и неколлекторы) характеристик пористость, аномалию СП и др., необходимо найти корреляционные связи между суммами $K_{ов} + K_{ОН_2}$ (выделение продуктивных коллекторов) и $K_e^* + K_{ОН_2}$ (выделение водоносных коллекторов), с одной стороны, и пористостью, аномалией метода СП и другими «привычными» характеристиками, с помощью которых разделяют коллекторы и неколлекторы в традиционных методиках.

Рассмотрим сопоставление расчётной и фактической проницаемостей пласта на примере двух интервалов (отложения верхнего мела и юры) разреза нефтегазовых скважин широтного Памятно-Сасовского нефтяного месторождения. Расчётная проницаемость получена при интерпретации данных разведки рассматриваемых пластов, фактическая – при вычислениях по результатам испытания пластов.

Сравнение данных интерпретации поровых коллекторов пластов группы А Памятно-Сасовского нефтяного месторождения с модельной проницаемостью по результатам испытания пластов показывает хорошую сопоставимость результатов (рис. 2).

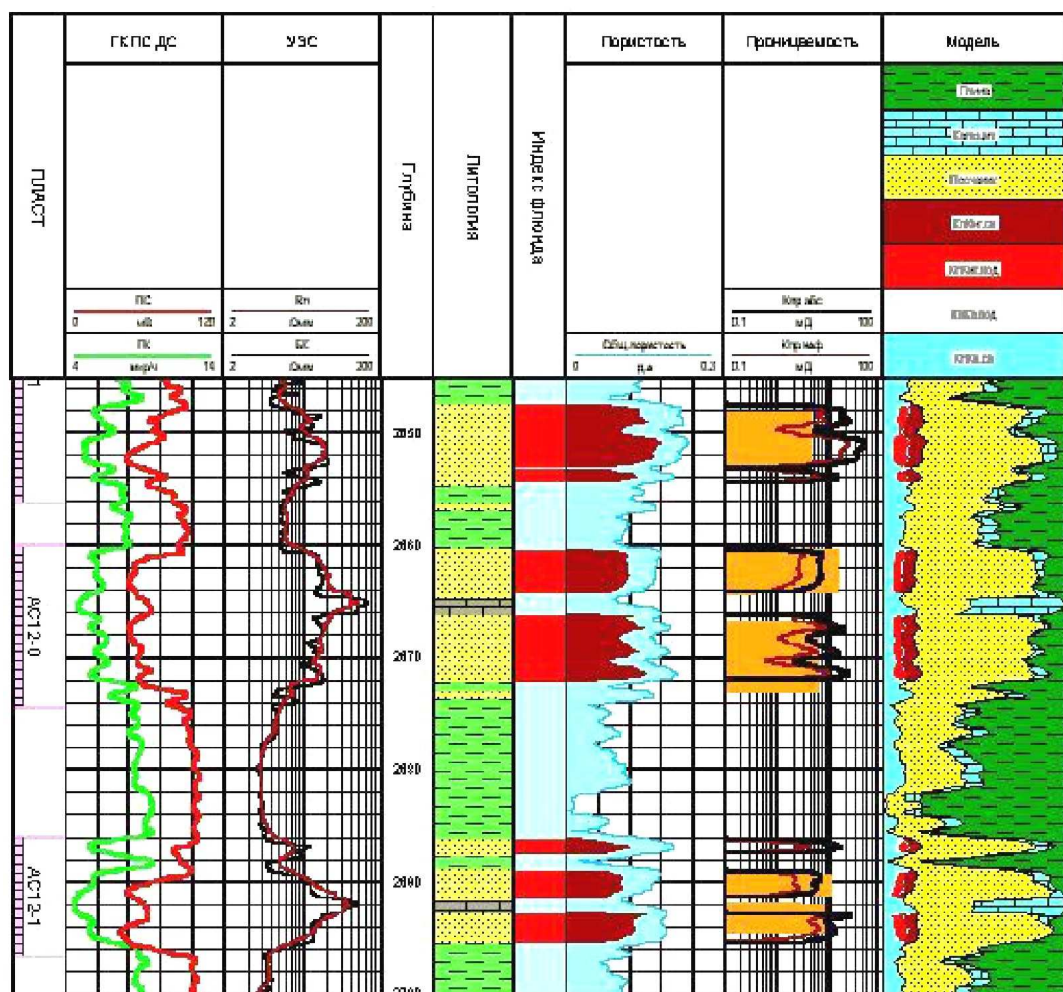


Рисунок 2 – Фрагмент планшета интерпретации данных ГИС пластов группы А Памятно-Сасовского нефтяного месторождения с нанесённой фактической их проницаемостью по результатам испытаний (показано штриховкой)

Коэффициенты абсолютной и фазовой проницаемостей интерпретации данных ГИС получены по рассмотренной выше методике с настраиваемыми скелетными параметрами. Фактическая проницаемость пластов по результатам испытаний рассчитана по установившемуся притоку в гидродинамически совершенную скважину для условий линейной фильтрации (закон Дарси), описываемой уравнением Дюпюи:

$$Q_{\phi} = \frac{B \cdot (2 \cdot \pi \cdot h \cdot K_{\text{прф}} \cdot dP \cdot g \cdot 0,864)}{\left(\mu_{\phi} \cdot \beta_{\phi} \cdot 10^3 \cdot \lg \frac{r_k}{r_c} \right)}, \quad (3)$$

где Q_{ϕ} – объёмный дебит фазового притока, м³/сут.; h – эффективная толщина пласта, м; $K_{\text{прф}}$ – фазовая проницаемость по нефти или воде, мДарси; dP – разность пластового и забойного давления, атм.; g – ускорение свободного падения ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$); μ_{ϕ} – вязкость нефти или воды в пластовых условиях, сПз; β_{ϕ} – коэффициент сжимаемости нефти или воды; B – коэффициент совершенства вскрытия пласта; r_k , r_c – радиусы контура питания и скважины соответственно.

Как уже говорилось раньше, в ходе проведения исследований на скважине формируется набор цифрового материала (каротажные кривые, акт-заказ, акт выполненных работ, журнал операций и т.п.). Часть из них заполняются вручную начальником партии и содержат схожую информацию. Это:

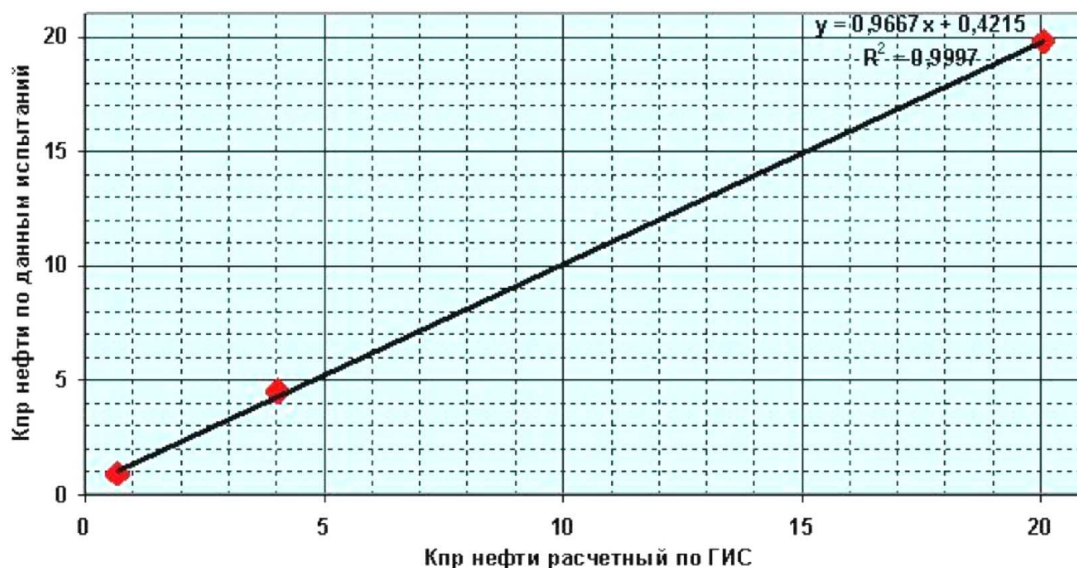
- общие данные по месторождению и скважине (наименования площади, месторождения, номер куста, номер скважины, характер работ скважины, категория скважины и т.д.);
- информация по исследованию (каротажные кривые, цель исследования, дата начала и окончания работ, ФИО начальника производственной партии, номер производственной партии, применяемая аппаратура, методы исследований и т.д.);
- информация по конструкции скважины (глубина скважины, глубина спуска НКТ, данные перфорации, диаметр колонны, диаметр скважины, внешний, внутренний диаметры и прочее);
- условия проведения исследований в скважине (режим работы скважины при контроле за разработкой месторождений и т.д.);
- хронометраж работ.

Значительная часть вводимых показателей связана между собой и повторяется от исследования к исследованию. Но отсутствие единой базы данных и контроля за достоверностью и полнотой вводимой информации часто приводит к ошибкам в документах. Стоит заметить, что исследования на скважинах обычно ведутся от пары часов до нескольких суток. Начальник партии или инженер-геофизик кроме заполнения данных должны постоянно следить за работой приборов, цифровой регистрацией информации в компьютере, поэтому усталость является одним из наиболее частых факторов допущения ошибок. Конечно, после пересылки материала для обработки в контрольно-интерпретационную службу документы проверяются сотрудниками отдела. Однако многие ошибки остаются неисправленными, а в дальнейшем могут повлиять на точность и достоверность интерпретации, вследствие чего предприятие понесёт финансовые убытки. Вместе с тем, нефтяные компании стремятся получить результаты исследований от ГП с высокой степенью достоверности и в кратчайшие сроки. Это необходимо для быстрого принятия решений в дальнейшей работе на месторождениях (рис. 3). Важно отметить, что вышеперечисленные данные по исследованиям можно разделить на два больших блока в зависимости от последствий, которые влекут за собой допущенные в них ошибки:

1. Данные для интерпретации:
 - а) различные исходные геофизические характеристики (температура, давление, глубина скважины, удельная электрическая проводимость пород и т.п.);
 - б) технические характеристики скважинной аппаратуры (длина, диаметр, размеры зондовых устройств и прочее);
 - в) общая информация по скважине и условия проведения исследований.

Ошибки в информации этого блока влияют непосредственно на результаты интерпретации, т.е. на качество и достоверность итогового материала. Поэтому их необходимо проверять до начала обработки данных.

2. Цифровой материал для сохранения в базу данных (БД). Так как результирующие данные записываются по месторождениям после обработки и интерпретации, то на её основе строится структура базы данных. Она заносится в базу знаний (БЗ). Поэтому ошибки этого блока влекут за собой некорректную структуру БД и ложные данные в БЗ. Их проверку стоит проводить непосредственно перед сохранением в базы.



◆ Фазовая проницаемость по данным испытания пласта

Рисунок 3 – Прогноз сопоставления данных интерпретации ГИС с результатами испытаний для широкого диапазона проницаемостей (от 0,5 до 20 мДарси). Пласты группы Ю по трём скважинам Памятно-Сасовского нефтяного месторождения

Если ознакомиться со схемой обработки материала, то можно заметить, что проверка осуществляется только после интерпретации перед формированием заключения, а значит, могут обрабатываться ошибочные данные. Проверка сохраняемого материала вообще не производится. Поэтому и возникает необходимость установления автоматизированного контроля над достоверностью и полнотой информации как при проведении исследований на скважине, так и при формировании заключений в контрольно-интерпретационной службе. Стоит заметить, что проверка, во-первых, должна быть автоматизированной, дабы исключить человеческий фактор и экономить время сотрудников. Во-вторых, система должна выдавать заключение и рекомендации по проверке, но не исправлять ошибки, поскольку контроль охватывает большое количество различных форматов данных.

Литература:

- Петрушин Е.О. Современное состояние техники и технологии исследования пластов и особенности их применения в горизонтальных скважинах // Научно-практический журнал «Заметки учёного». – Ростов-на-Дону : ООО «Приоритет», 2015. – № 1. – С. 196–209. – URL : <http://nauka-prioritet.ru/wp-content/uploads/2015/09/Июль-2015-1.pdf>
- Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.
- Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.

4. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3. – С. 44–48.
5. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 11. – С. 9–13.
6. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2. – С. 47–58.
7. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 4.
8. Струков А.С. Развитие системы геофизических исследований нефтегазоразведочных скважин. – М. : Недра, 1991. – 214 с.
9. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... д-ра техн. наук. – М. : Институт машиноведения имени А.А. Благонравова, 2013. – 432 с.
10. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений с горизонтальными и многозабойными скважинами. – М. : Недра, 1964. – 364 с.
11. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (перевод с английского). – М. : Гостоптехиздат, 1969. – 628 с.
12. Сидельников К.А., Васильев А.В. Решение матричных уравнений алгебраическим многосеточным методом при моделировании течения жидкости в нефтяных пластовых системах // Труды международного симпозиума «Надёжность и качество» / под ред. Н.К. Юркова. – Пенза : Издательство Пензенского государственного университета, 2005. – С. 224–226.
13. Сидельников К.А., Васильев В.В. Анализ современных способов увеличения эффективности моделирования нефтяных месторождений // Труды международного симпозиума «Надёжность и качество» / под ред. Н.К. Юркова. – Пенза : Издательство Пензенского государственного университета, 2005. – С. 227–230.
14. Петрушин Е.О., Чуйкин Е.П., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных // Сборник тезисов Юбилейной 70-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму (18–20 апреля 2016 года, г. Москва). Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – Т. 1 – С. 267.
15. Ташкинов И.В. Оценка состояния нефтегазовых скважин по результатам интерпретации акустических и ядерно-геофизических исследований: автореф. ... канд. техн. наук. – Пермь : Горный институт Уральского отделения Российской академии наук, 2007. – 28 с.
16. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // J. of Petrol Techn. – 1988. – June. – P. 729–739.
17. Сохошко С.К., Колев Ж.М. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2014. – № 3. – С. 33–40.

References:

1. Petrushin E.O. The current state of the equipment and technology of a research of layers and feature of their application in horizontal wells // the Scientific and practical magazine «Scientist's Notes». – Rostov-on-Don : LLC Prioritet, 2015. – No. 1. – P. 196–209. – URL : <http://nauka-prioritet.ru/wp-content/uploads/2015/09/Июль-2015-1.pdf>
2. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Oil-field Business». – М. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 23–28.
3. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of modern technologies of interpretation of results of hydrodynamic researches of horizontal wells // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – М. : Mountain Book publishing house, 2015. – No. 10. – P. 397–405.

4. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 3. – P. 44–48.
5. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Definition of an output of reservoir liquid taking into account a well axis deviation from a normal to the plane of a bedding of breeds // the Scientific and technical magazine «Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea». – M. : VNIIOENG, 2015. – No. 11. – P. 9–13.
6. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, her features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Science and Technology in the Gas Industry». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 2. – P. 47–58.
7. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Science and Technology in the Gas Industry». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 4.
8. Strukov A.S. Development of system of geophysical surveys of oil and gas exploratory wells. – M. : Nedra, 1991. – 214 p.
9. Savenok O.V. Increase in efficiency of basic and management information technologies when developing fields of hydrocarbons with hardly removable stocks: yew. ... dr. sci. tech. – M. : Institute of engineering science of name A.A. Blagonravova, 2013. – 432 p.
10. Borisov Yu.P., Pilatovsky V.P., Tabakov V.P. Development of oil fields with horizontal and multibottomhole wells. – M. : Nedra, 1964. – 364 p.
11. Masket M. A current of uniform liquids in the porous environment (the translation from English). – M. : Gostoptekhizdat, 1969. – 628 p.
12. Sidelnikov K.A., Vasilyev A.V. The solution of the matrix equations by an algebraic multigrad method when modeling a current of liquid in oil sheeted systems // Works of the international symposium «Reliability and quality» / under the editorship of N.K. Yurkov. – Penza : Publishing house of the Penza state university, 2005. – C. 224–226.
13. Sidelnikov K.A., Vasilyev V.V. The analysis of modern ways of increase in efficiency of modeling of oil fields // Works of the international symposium «Reliability and quality» / under the editorship of N.K. Yurkov. – Penza : Publishing house of the Penza state university, 2005. – C. 227–230.
14. Petrushin E.O., Chuykin E.P., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of test of horizontal wells and the analysis of the obtained data // the Collection of theses of the Anniversary 70th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2016» dated for the III National oil and gas forum (on April 18–20, 2016, Moscow). Section 2 Development of Oil and Gas Fields. Well-drilling. – M. : RGU of oil and gas of name I.M. Gubkina, 2016. – T. 1 – P. 267.
15. Tashkinov I.V. An assessment of a condition of oil and gas wells by results of interpretation acoustic and nuclear geophysical surveys: yew. ... dr. sci. tech. – Perm : Mining institute of the Ural office of the Russian Academy of Sciences, 2007. – 28 p.
16. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // J. of Petrol Techn. – 1988. – June. – P. 729–739.
17. Sokhoshko S.K., Kolev Zh. M. Profil of inflow to a flat trunk of an oil well on the stationary mode // the Scientific and technical magazine «Oil-field Business». – M. : VNIIOENG, 2014. – No. 3. – P. 33–40.