



ГЕОЛОГИЯ

УДК 550.832

ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Б. А. Головин, К. Б. Головин, М. В. Калинникова, И. В. Кузнецов, С. А. Руднев

Головин Борис Александрович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, bagolovin@yandex.ru

Головин Константин Борисович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, kosgol@yandex.ru

Калинникова Марина Викторовна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, kalinnikova1@rambler.ru

Кузнецов Иван Владимирович, заместитель генерального директора научно-производственного объединения «Союзнефтегазсервис», Саратов, kuznec2808@mail.ru

Руднев Сергей Александрович, аспирант кафедры геофизики, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, Sergey.rudnev93@gmail.com

В настоящей статье рассмотрена технология геологического моделирования нефтегазоносных резервуаров, базирующаяся на результатах интерпретации данных геолого-технологических исследований и геофизических исследований скважин. Определены информативные геолого-геофизические параметры для выделения маркирующих горизонтов. Предложена технологическая схема вскрытия продуктивных пластов-коллекторов, основанная на выделении реперов разных порядков. Показана перспективность применения конкретных петрофизических и технологических параметров при решении прогнозных нефтегеологических задач, большое количество которых требует привлечения суперкомпьютеров.

Ключевые слова: моделирование, нефтегазоносный резервуар, геолого-технологические исследования, геофизические исследования скважин, петрофизика, репер, керн, шлам, суперкомпьютер.

Prospects of Geological Modeling of Oil and Gas Bearing Reservoirs While Drilling

B. A. Golovin, K. B. Golovin, M. V. Kalinnikova, I. V. Kuznechov, S. A. Rudnev

Boris A. Golovin, ORCID 0000-0003-1737-7341, Saratov State University, 83, Astrakhanskaya Str., Saratov, 410012, Russia, bagolovin@yandex.ru

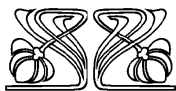
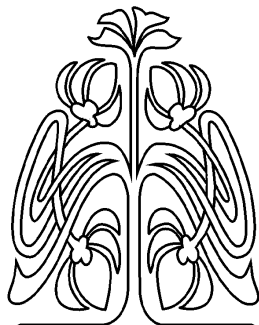
Konstantin B. Golovin, ORCID 0000-0002-3716-5592, Saratov State University, 83, Astrakhanskaya Str., Saratov, 410012, Russia, kosgol@yandex.ru

Marina V. Kalinnikova, ORCID 0000-0003-4077-0221, Saratov State University, 83, Astrakhanskaya Str., Saratov, 410012, Russia, kalinnikova1@rambler.ru

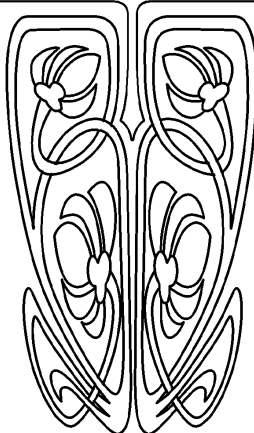
Ivan V. Kuznechov, ORCID 0000-0003-0474-2987, Scientific development and production center «Association oilgasservis», 159, Pugachova Str., Saratov, 410005, Russia, kuznec2808@mail.ru

Sergey A. Rudnev, ORCID 0000-0003-3469-8649, Saratov State University, 83, Astrakhanskaya Str., Saratov, 410012, Russia, Sergey.rudnev93@gmail.com

© Головин Б. А., Головин К. Б., Калинникова М. В.,
Кузнецов И. В., Руднев С. А., 2018



НАУЧНЫЙ
ОТДЕЛ





In this paper, we consider the technology of geological modeling of oil and gas reservoirs, based on the results of interpretation of the mud logging and well logging data. Informative geological and geophysical parameters for distinguishing marking horizons were determined. A technological scheme for opening productive reservoirs is proposed, based on the allocation of reference layers of different levels. The prospects of application of specific petrophysical and technological parameters in solving forecasted oil and geological problems are shown, a large number of which require the use of supercomputers.

Key words: modeling, oil and gas reservoir, mud logging, well logging, petrophysics, marking horizon, core, rock cuttings, supercomputer.

DOI: 10.18500/1819-7663-2018-18-2-110-117

В настоящее время в условиях интенсивного развития информационных технологий повсеместное распространение получило геологическое моделирование, позволяющее решать широкий перечень задач как геологической, так и технологической направленности. Наибольшую востребованность моделирование нефтегазоносных резервуаров получило при бурении в сложных геологических условиях, обусловленных невыдержанностью по площади и низкими мощностями продуктивных пластов, а также изменчивостью состава пород по латерали.

Под моделью резервуара будем понимать систему элементов геологического строения, обобщённо описывающую состав, структуру, форму изучаемых объектов и вмещающей их среды, выстроенную во времени и пространстве [1]. Исходными данными для построения модели может служить информация, полученная на основе геолого-технологических, геофизических и петрофизических исследований.

При этом, учитывая специфику проведения геолого-геофизических исследований скважин, основными задачами моделирования геологического строения перспективного нефтегазоносного резервуара являются параметры, получаемые в процессе геолого-технологических исследований (ГТИ) [2]:

- оперативное выделение опорных пластов-реперов;
- оперативное выделение пластов-коллекторов;
- определение момента вскрытия кровли потенциально-перспективного пласта;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов;
- ранний прогноз газонефтеводопроявлений;
- выделение зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД);
- оптимизация отбора керна и шлама, испытания пластов, проведения ГИС;
- изучение геологического строения региона и перспективного объекта в частности.

Ранее нами были предприняты попытки построения простейших априорных геологических моделей с целью корректировки геологического

строения в точке бурения и определения отметок вскрытия потенциально-перспективных пластов [3]. Однако вычислительные возможности современной электроники находятся на совершенно ином уровне, что обуславливает необходимость выработки новых подходов к решению поставленных задач.

Существует несколько технологических схем построения информативных моделей исследуемых геологических резервуаров [4,5]. Однако все они опираются преимущественно на косвенные геофизические методы, не используя в достаточной мере информацию, полученную на основе оперативных петрофизических исследований каменного материала, выполненных в рамках ГТИ.

В настоящей работе рассматриваются модели перспективного геологического объекта и местоорождения, применяемые на поисковой и разведочной стадиях горно-геологических работ [6, 7].

Построение геологической модели можно условно разделить на два главных этапа:

- построение каркаса модели;
- наполнение модели литолого-петрофизической информацией.

В основе построения каркаса модели лежит выделение в разрезе характерных реперов. Наиболее информативными параметрами обнаружения реперов по информации ГТИ являются: механическая скорость, литология пород, их цветовая характеристика, структурно-текстурные особенности. Применительно к решаемой задаче можно выделить два типа реперов:

- границы раздела литологически контрастных толщ, пачек или пластов;
- пласты главным образом глинистых пород, часто экранирующих залежи УВ и вследствие этого имеющие важное значение при «ближнем» прогнозе кровли пласта-коллектора.

По условиям распространения и методам выделения реперы подразделяются на две категории:

- реперы I порядка – регионально выдержанные, границы литологически контрастные и разделяющие крупные литолого-стратиграфические комплексы такой мощности, что возможно выделение и прослеживание этих реперов не только средствами ГТИ-ГИС, но и сейсморазведки ($R_1 \dots R_n$, где n – порядковый номер репера);
- реперы II порядка – границы распространённые зонально или локально и разделяющие сравнительно маломощные или малоконтрастные пласты и пачки, выделяемые методами ГТИ-ГИС (R_{nm} , где n – индекс ближайшего верхнего репера I порядка, а m – индекс репера II порядка).

Как правило, не вызывает затруднений обоснование реперов, выделенных на основании изменений скорости проходки. Тем не менее некоторые реперы (например, подошва каширских и мелекеских отложений Саратовского Поволжья) не всегда чётко отбиваются скачкообразными изменениями скоростей [3]. Поэтому идентификация реперов I порядка должна осуществляться



по комплексу механический каротаж + изучение шлама.

Исходя из многолетнего опыта проведения ГТИ установлено, что наиболее уверенно в разрезе определяется местоположение тех реперов, которые увязаны с общеизвестными сейсмическими поверхностями раздела. При расчленении разреза главенствующая роль принадлежит сейсмическим реперам I порядка в силу их регионального распространения и легкости выделения средствами ГТИ (переходы терригенный комплекс – карбонатный комплекс и наоборот). Кроме того, глубины залегания этих реперов с известной степенью точности известны до начала бурения, что значительно облегчает их идентификацию при оперативных ГТИ. Таким образом, первоначальным инструментом выделения реперов, оценки структуры геологического разреза, корреляции данных, полученных в соседних скважинах, а также распространения этих свойств в межскважинное пространство является сейсморазведка.

Схема составления прогнозного разреза для скв.2 по данным о глубинах залегания в ней реперов I и II порядков и глубинах до реперов I порядка представлена на рис. 1 [3].

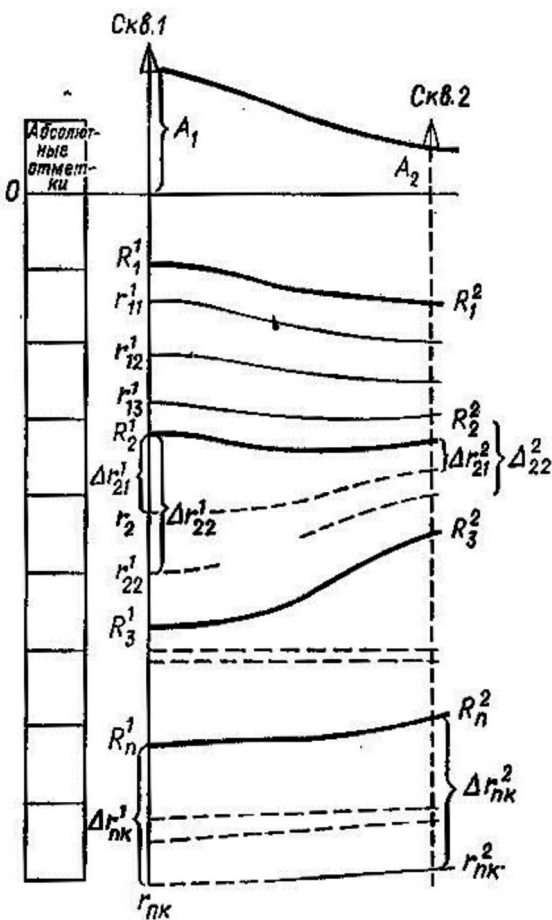


Рис. 1. Схема, поясняющая построение прогнозного разреза [3]

При этом использованы следующие обозначения: R_{nm} – абсолютные глубины n -го репера I порядка по скважине m ; r_{nm} – абсолютные глубины n -го репера II порядка для скважины m , причём r_{n1m} – репер, следующий вниз по разрезу за R_{nm} ; r_{nkm} – расстояние от репера R_{nm} до r_{nkm} ; A_1 и A_2 – альтитуды соответственно по скв. 1 и 2 (см. рис. 1).

Глубины залегания реперов II порядка для проектной скважины (в нашем случае скв. 2) находятся исходя из предположения, что сокращение мощности пластов, залегающих между реперами I порядка, приводит к пропорциональному сокращению мощности между реперами II порядка.

Тогда

$$\Delta r_{nk}^2 = \Delta r_{nk}^1 \frac{R_{n+1}^2 - R_n^2}{R_{n+1}^1 - R_n^1}.$$

Использованное выше предположение не всегда соответствует действительности. Например, в случае если репером II порядка является кровля рифогенного массива, такой подход приводит к существенным ошибкам в оценке глубин и не должен применяться.

Абсолютная глубина залегания репера Δr_{nk}^2 находится по формуле $\Delta r_{nk}^2 = R_n^2 + \Delta r_{nk}^2$, фактическая $H_{r_{nk}^2} = r_{nk}^2 + A_2$.

При отбивке репера в большинстве случаев оказывается, что фактическая глубина его залегания отличается от прогнозной на величину невязки $\pm \Delta H$. Тогда глубины нижележащих пластов корректируются, т. е. изменяются на величину этой невязки.

Для прогнозирования фактических глубин залегания перспективных отложений необходим анализ изменения мощностей пород, слагающих исследуемый литолого-стратиграфический комплекс (ЛСК). В обобщённом виде схема составления моделей вскрытия перспективных пластов приведена на рис. 2.

Существует острая необходимость обнаружения маркирующих горизонтов в мощных литологически однородных толщах. Задача ещё более усложняется в случае разбуривания новых площадей, так как при этом нередко требуется корректировка представлений о геологическом строении той или иной структуры. Для решения этой задачи необходима комплексная интерпретация данных ГИС и ГТИ.

Наполнение геологической модели литолого-петрофизическими свойствами проводится с привлечением всего комплекса ГИС по основным геофизическим показателям пород. Сначала выделяются глинистые пласты, характеризующиеся наиболее высокой естественной радиоактивностью $J_{\gamma} = 16-18\gamma$, низкими значениями наведённой радиоактивности $J_{ny} = 2-2,5$ усл.ед., увеличением диаметра скважины, низким удельным электрическим сопротивлением и положительной аномалией самопроизвольной поляризации (ПС). Затем плотные карбонатные прослои, характери-



Рис. 2. Технологическая схема составления модели вскрытия перспективного пласта

зующиеся по нейтронному гамма-методу (НГМ) низким водородосодержанием $J_{ny} > 3,5$ усл.ед., а по акустическому методу (АМ) низкими значениями $\Delta T = 160-180$ мкс. Породы с промежуточными значениями $J_{ny} = 2-3,5$ усл.ед. представляют собой песчаники, алевролиты и доломиты различной степени глинистости. Известняки, песчаники и доломиты различаются с помощью номограммы для определения пористости и литологии пород по данным НГМ и АМ. Но в связи с тем, что её использование не всегда даёт однозначные результаты, литология пород уточняется по данным изучения каменного материала.

Для выделения коллекторов используется стандартная методика при бурении на глинистом растворе по следующим основным геофизическим признакам:

- положительному приращению $\Delta\rho$ мкз;
- отрицательной аномалии ПС и низким значениям естественной радиоактивности (при глинистости $> 20\%$ порода считается непроницаемой);
- в карбонатном разрезе граничным значениям пористости пород $K_{п} = 5\%$.
- пористость коллекторов оценивается с использованием зависимости параметра $\Delta J_{ny} = f(K_{п})$ [6].

Пористость плотного опорного пласта оценивается по зависимости $K_{п} = f(\Delta t)$ и по $J_{ny} = f(K_{п})$ для исключения ошибки в выделении опорных пластов.

Истинная пористость подсчитывается по формуле

$$K_{п} = K_{п}^{НГК} + \Delta K_{п,лит} - 0,25C_{гг}$$

где $K_{п,лит}$ – поправка на литологию,

$C_{гг}$ – глинистость пласта, %, определяется по зависимости В. В. Ларионова $\Delta J_{ny} = f(C_{гг})$.

Привлечение разностных геофизических параметров обеспечивает наиболее объективное определение пористости коллекторов, что особенно важно для решения поставленной задачи. Однако определение пористости прямыми методами по керну и шламу предоставляет гораздо более точную информацию о петрофизических свойствах по сравнению с косвенными геофизическими методами. При подобном подходе следует учитывать, что при выносах керна менее 90% наиболее пористые разности пород разрушаются и не попадают в керновую колонку, что объясняет превышение значений пористости по ГИС над определёнными по керну.

Определённые на каменном материале петрофизические свойства используются как дополнительный материал для выявления корреляционных зависимостей. Условием применимости полученных зависимостей является высокий коэффициент корреляции.

По материалам макро- и микроскопического описания керна и шлама, а также лабораторных определений состава и физических параметров пород уточняются их литологический состав и коллекторские (изолирующие) свойства, выделяются типы коллекторов. Последующая межскважинная корреляция (если она возможна) однотипных или сходных в литологическом и (или) петрофизическом отношении пород позволяет проследивать коллекторские и флюидоупорные пласты в разрезе и в плане с учётом факторов, определяющих анизотропию их коллекторских (экранирующих) свойств, устанавливать характер распространения коллекторов с различными



генетическими типами емкости (пористость, кавернозность, трещиноватость).

Прослеживание по площади и в разрезе мощностных вариаций коллекторов, выявление их связи со структурой и фациальной зональностью создают предпосылки для локального (зонального) прогнозирования как зон коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами, так и зон их отсутствия.

Следует отметить высокое значение представительности отобранных исследуемых образцов шлама и керна. Так, представительными интервалами отбора керна считаются такие, где образцы для анализа отбираются в однородных пластах через 50 см керновой колонки, а в неоднородных через 20–30 см. Кондиционность петрофизических исследований зависит от выноса керна, соблюдения порядка его укладки, регистрации, равномерности отбора образцов, что позволяет привязывать по глубине интервал отбора керна к данным ГИС и соответственно к конкретному пласту. При выполнении этих условий керн может использоваться для петрофизической характеристики пластов и уточнения материалов ГИС.

Однако по ряду причин (погрешности геофизических измерительных систем, влияние фильтра промывочной жидкости и др.) для этой задачи необходимо иметь достаточный объем кондиционного материала по нескольким скважинам. При этом важно наличие определения петрофизических параметров не только в пластах-коллекторах, но и в плотных породах, являющихся опорными для интерпретации.

Геологическая модель может быть наполнена широким перечнем геолого-петрофизической информации, представленной в таблице.

Большинство из представленных параметров могут быть оперативно получены в полевых условиях при исследовании каменного материала и использованы для уточнения существующей прогнозной геологической модели резервуара. Например, исследования шлама и керна, представляющие непрерывную информацию о составе и петрофизических свойствах разбуриваемых отложений, могут являться одним из маркирующих параметров для целей геонавигации. Достоверность определения пористости породы по шламу ограничивается двумя основными факторами:

- высокой вариативностью полученных значений K_p при использовании нескольких методик;
- отсутствием возможности оценить ёмкость трещин и каверн породы.

При определении пористости по шламу можно оценить исключительно пористость матрицы породы, так как фракционный состав шлама не позволяет сохранить целостность трещин и каверн. Решению данной проблемы частично способствует определение пористости породы по керну. Однако даже в таком случае наблюдается превышение значений K_p , определённого по ГИС, над аналогичными значениями, определёнными по керну. Данная характерная особенность свидетельствует о типе пустотного пространства коллектора: при наиболее существенном превышении K_p породы, определённого по ГИС, над K_p шлама можно сделать вывод о каверновом типе коллектора, при незначительном превышении – о трещинном типе.

Перечень геолого-петрофизических параметров, определяемых при исследовании каменного материала, применяемых для наполнения геологической модели [8, 9]

Задача	Геолого-петрофизический параметр	
	кern	шлам
Литологическое расчленение	Гранулометрический состав Химический состав Минералогический состав Тип коллектора Кавернозность Трещиноватость Прочность Пластичность Глинистость Газопроницаемость абсолютная Содержание K, U, Th Интегральный эффект ГК Магнитные свойства Удельное электрическое сопротивление Интервальное время пробега упругой волны	Гранулометрический состав Химический состав Минералогический состава Тип коллектора Прочность Пластичность Глинистость Содержание K, U, Th Интегральный эффект ГК Магнитные свойства Удельное электрическое сопротивление
Определение характера насыщения	Газосодержание Цвет люминесценции	Газосодержание Цвет люминесценции
Прогнозирование зон АВПД	Объёмная плотность Открытая пористость Эффективная пористость Содержание физически связанной воды	Морфотип Фракционный состав Объёмная плотность Открытая пористость Эффективная пористость Содержание физически связанной воды



Возникает закономерный вопрос о представительности пробы шлама, исследуемого на предмет определения $K_{п}$. В работе [10] отмечается, что значения пористости отдельных образцов горной породы относительно средней пористости пласта распределены по нормальному закону, вплоть до размеров на микроуровне. Выявленная закономерность может служить критерием представительности пробы шлама. Если значение пористости реального шлама, отобранного в интервале исследуемого пласта, описывается нормальным законом распределения, то можно говорить о правомерности использования шлама для оценки емкостных характеристик данного пласта. Если же только часть массива значений (например, низкие значения) близка к нормальному распределению, а в области остальных значений (в данном случае высоких) имеется «недостаток» количества образцов, можно сделать вывод о разрушении в процессе шламообразования части пород с повышенными значениями пористости. Таким образом, существует возможность прогнозирования пористости всего пласта по части пород, представленных в шламе, при достаточно большом объеме статистической выборки.

Предложенные методические приемы лишь «подводят» к вскрытию перспективного объекта, не фиксируя сам момент этого вскрытия. Вместе с тем решение этого вопроса в процессе бурения необходимо для оперативного определения времени отбора керна, последующей оценки его коллекторских свойств и характера насыщения.

Реализация данной задачи может осуществляться двумя способами: с помощью информации, поступающей с забоя скважины (газосодержание промывочной жидкости, шлама, наличие коллекторов по шламу), и путем анализа изменения некоторых технологических параметров при вскрытии потенциально-перспективных пластов: скорости проходки, расхода промывочной жидкости (фильтрационный каротаж), давления в циркуляционной системе. Первый способ определения момента вскрытия осуществляется с отставанием, равным времени движения забойных порций до устья, второй – мгновенно. В существующих методических пособиях [3] изложение всех этих способов носит общий теоретический характер, который не позволяет не только выбрать из них наиболее оптимальные для конкретных геологических условий, но и вообще использовать их из-за отсутствия конкретных количественных критериев, определяющих вскрытие кровли потенциально-перспективных пластов. В частности:

- отсутствуют числовые критерии технологических параметров, которые определяют момент вскрытия пласта;

- не ясны условия, при которых могут быть использованы методы с отставанием, обеспечивающие отбор керна в интервале перспективных пластов.

Изучение рассматриваемого вопроса показало, что наиболее перспективным для этого

является параметр скорости проходки, выраженный через:

$$t_0 = \frac{t_{п}}{t_{к}},$$

где $t_{п}$ – время бурения в покрышке,

$t_{к}$ – в перспективном коллекторе.

Использование относительной величины (t_0) обусловлено, в данном случае, стремлением исключить из рассмотрения влияние на абсолютное значение скорости проходки технических факторов: типа долота, числа оборотов ротора, нагрузки на долото и др. Действительно, трудно себе представить, чтобы переход из покрышки в коллектор совпадал одновременно с изменением всех перечисленных параметров.

Таким образом, в результате указанного подхода величина t_0 должна зависеть в основном только от буримости самих пород, а она (буримость) в покрышках и коллекторах должна быть не одинаковой. С целью изучения этого вопроса и установления критериев момента вскрытия пласта было проанализировано распределение величины t_0 при разбуривании перспективных пластов различных стратиграфических подразделений. При этом исходим из условия: при t_0 , близкой к единице (принято 0.8–1.2) момент вскрытия пласта по значению фиксируется неуверенно, в остальных случаях – достаточно четко.

Полученные результаты представлены на рис. 3 и свидетельствуют о следующем. В терригенных коллекторах в подавляющем большинстве случаев (80% и более) переход «покрышка–кровля» четко фиксируется по значениям t_0 . В частности:

- верейские отложения – в 66.7 % случаев значения t_0 более 1.2; 19.3% – менее 0.8 и только в 14% случаев – в пределах неуверенной фиксации момента вскрытия пласта;

- алексинские, тульские, бобриковские отложения – в 61.8% значения t_0 более 1.2; 21.5% – менее 0.8; 19.6 % составляют случаи неуверенного выделения кровли пласта;

- процент неуверенного выделения кровли пластов в карбонатных отложениях несколько выше, но не превышает 39.8%.

Необходимость оперативной обработки такого большого количества параметров требует высоких вычислительных мощностей. В связи с их нехваткой в настоящий момент при построении моделей средних и крупных объектов специалисты, как правило, вынуждены прибегать к использованию процедуры укрупнения сетки, чтобы вписаться в возможности имеющейся рабочей станции и достичь удовлетворительного времени счёта модели. Низкая детальность геологической модели в совокупности с ошибками апскейлинга зачастую ставят под сомнение качество последующего прогноза. Для России в среднем секторная модель месторождения содержит 50–300 тыс. активных блоков, полномасштабная модель – от 1 до 5 млн активных боков. При этом, например,

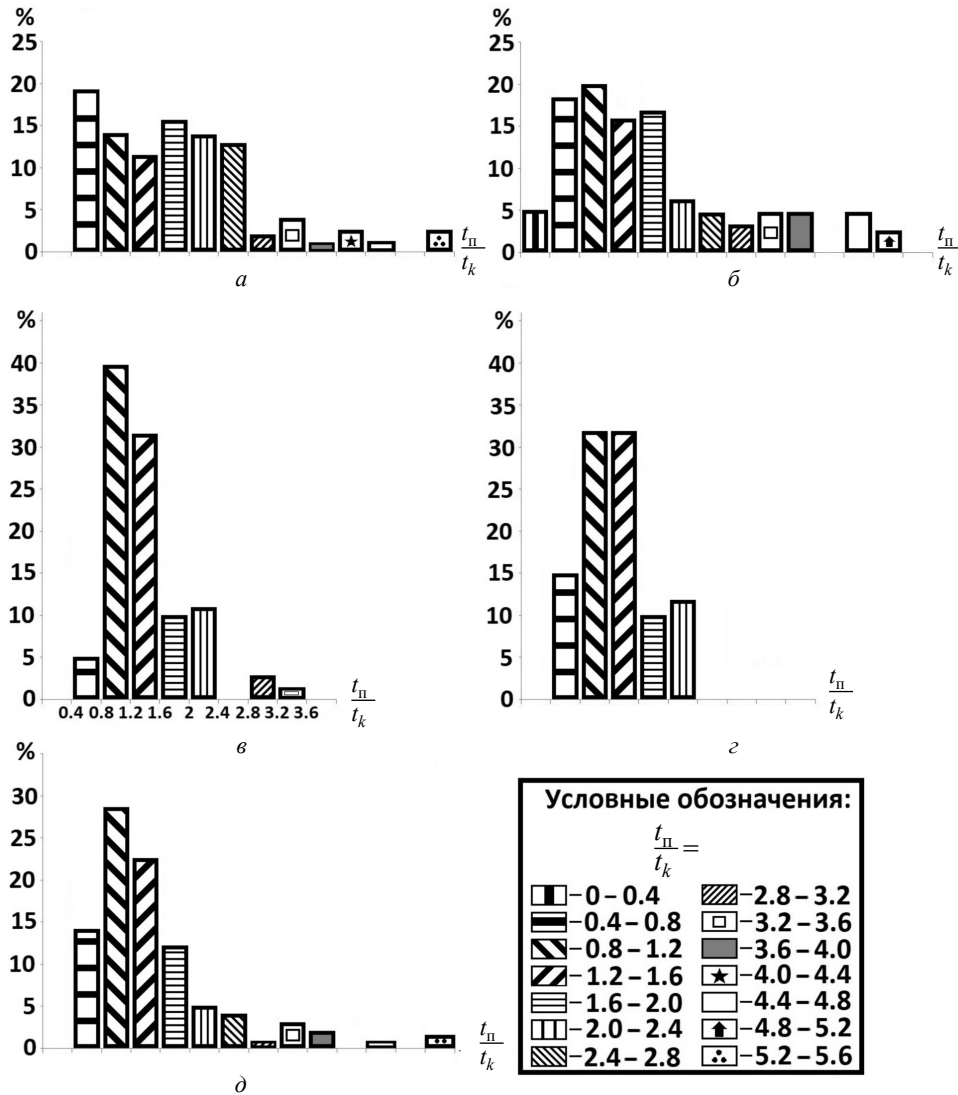


Рис. 3. Распределение отношений $\frac{t_{п}}{t_k}$ для отложений различного возраста: а – верейские отложения; б – алексинские, тульские, бобринские отложения; в – карбонатные отложения (C_1+C_2); г – карбонатные отложения (D_3)

модели месторождений Ближнего Востока содержат порядка 1–2 млн активных блоков для одного сектора и 10–100 млн для полной модели.

В настоящее время наблюдается непрерывный рост производительности микропроцессоров за счёт увеличения количества ядер. Кроме того, стоимость высокопроизводительной вычислительной техники неуклонно снижается и программно-аппаратные решения, которые ещё пару лет назад были исключительно дорогостоящими, сегодня становятся доступными даже для небольших сервисных компаний. С учётом доступности многопроцессорной вычислительной техники и непрерывного роста требований к детальности моделей возникает необходимость использования суперкомпьютеров для геологического моделирования нефтегазоносных резервуаров. Использование современных подходов к геологическому моделированию, реализованных на базе высоко-

производительных компьютеров, предоставляет возможность производить оперативные расчёты на максимально детальной сетке в реальном масштабе времени. Последнее повысит детальность моделей и существенно упростит взаимодействие специалистов, участвующих в принятии управленческих решений на конкретном объекте.

Построенная оперативно-обновляемая модель резервуара является базисом для получения синтетических каротажных кривых по стволу скважины. При проведении геонавигации на основе геологической модели с использованием систем LWD существенно увеличивается точность определения положения текущего забоя скважины относительно геологического разреза, а также возможность оптимального размещения горизонтального участка ствола скважины в пласте с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.



Библиографический список

1. Рыскин М. И. Геофизические методы в разведке нефтегазовых месторождений: учеб. пособие для студ., обучающихся по геологическим специальностям. Саратов : Изд-во Саратов. ун-та, 2016. 132 с.
2. ГОСТ Р 53375-2016. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. Введ. 01.03.2017. М. : Стандартинформ, 2016. 80 с.
3. Чекалин Л. М., Моисеенко А. С., Шакиров А. Ф., Головин Б. А. Геолого-технологические исследования скважин. М. : Недра, 1993. 240 с.
4. Абабков К. В., Сулейманов Д. Д. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования : учеб. пособие. 2-е изд. Уфа : Нефтегазовое дело, 2010. 199 с.
5. Гладков Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа : учеб. пособие. Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2012. 99 с.
6. Горбачёв Ю. И. Геофизические исследования скважин : учебник для вузов / под ред. Е. В. Каруса. М. : Недра, 1990. 398 с.
7. Головин Б. А., Волкова Е. Н., Кузнецов И. В. Роль и место ГТИ при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ // Междунар. журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2016. № 12. С. 306–310.
8. Орлов Л. И., Карпов Е. Н., Топорков В. Г. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа. М. : Недра, 1987. 216 с.
9. Головин Б. А., Головин К. Б., Калининкова М. В., Волкова Е. Н. Геолого-геохимический модуль компьютеризированной станции ГТИ. Воспоминания о будущем // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. № 3 (41). С. 38–44.
10. Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. М. : Недра, 1978. 215 с.

Образец для цитирования:

Головин Б. А., Головин К. Б., Калининкова М. В., Кузнецов И. В., Руднев С. А. Перспективы геологического моделирования нефтегазоносных резервуаров в процессе бурения // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2018. Т. 18, вып. 2. С. 110–117. DOI: 10.18500/1819-7663-2018-18-2-110-117.

Cite this article as:

Golovin B. A., Golovin K. B., Kalinnikova M. V., Kuznechov I. V., Rudnev S. A. Prospects of Geological Modeling of Oil and Gas Bearing Reservoirs While Drilling. *Izv. Saratov Univ. (N. S.), Ser. Earth Sciences*, 2018, vol. 18, iss. 2, pp. 110–117 (in Russian). DOI: 10.18500/1819-7663-2018-18-2-110-117.
